



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Campus
de Excelencia
Internacional

INTEGRACIÓN DEL RECURSO EÓLICO MARINO EN LOS SECTORES DEL TRANSPORTE Y CLIMATIZACIÓN: ESTUDIO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN LA COSTA ESTE DE EEUU.

Energías Renovables y Eficiencia Energética

Autor: Isabel C. Gil García

*Director/es: Dr. M. Socorro García Cascales
Dr. Ángel Molina García*

Cartagena (2020)



**CONFORMIDAD DE SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN DE DEPÓSITO DE
TESIS DOCTORAL POR EL/LA DIRECTOR/A DE LA TESIS**

D/D^a. M. Socorro García Cascales y Ángel Molina García, Directora y Codirector respectivamente de la Tesis doctoral “Integración del recurso eólico marino en los sectores del transporte y climatización: estudio de transición energética en la costa Este de EEUU”.

INFORMA:

Que la referida Tesis Doctoral, ha sido realizada por D/D^a. Isabel Cristina Gil García, dentro del Programa de Doctorado Energías Renovables y Eficiencia Energética, dando mi conformidad para que sea presentada ante el Comité de Dirección de la Escuela Internacional de Doctorado para ser autorizado su depósito.

☒ Informe positivo sobre el plan de investigación y documento de actividades del doctorando/a emitido por el Director/ Tutor (**RAPI**).

La rama de conocimiento en la que esta tesis ha sido desarrollada es:

- ☐ Ciencias
- ☐ Ciencias Sociales y Jurídicas
- ☒ Ingeniería y Arquitectura

En Cartagena, a 07 de septiembre de 2020

LA DIRECTORA DE LA TESIS

EL CODIRECTOR DE LA TESIS

Fdo.: _____

COMITÉ DE DIRECCIÓN ESCUELA INTERNACIONAL DE DOCTORADO



CONFORMIDAD DE DEPÓSITO DE TESIS DOCTORAL
POR LA COMISIÓN ACADÉMICA DEL PROGRAMA

D/D^a. Francisco Vera García, Coordinador suplente de la Comisión Académica del Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética.

INFORMA:

Que la Tesis Doctoral titulada, “Integración del recurso eólico marino en los sectores del transporte y climatización: estudio de transición energética en la costa Este de EEUU”, ha sido realizada, dentro del mencionado Programa de Doctorado, por D/D^a. Isabel Cristina Gil García, bajo la dirección y supervisión del Dr./ Dra. María Socorro García Cascales.

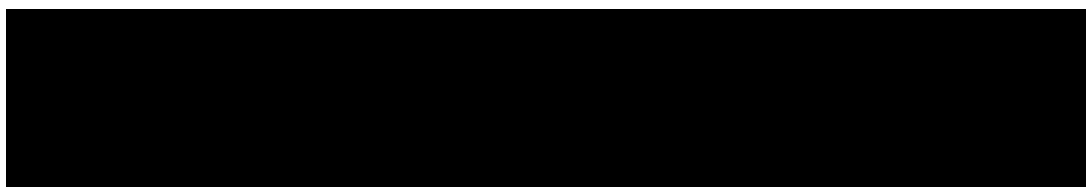
En reunión de la Comisión Académica, visto que en la misma se acreditan los indicios de calidad correspondientes y la autorización del Director/a de la misma, se acordó dar la conformidad, con la finalidad de que sea autorizado su depósito por el Comité de Dirección de la Escuela Internacional de Doctorado.

☒ Evaluación positiva del plan de investigación y documento de actividades por el Presidente de la Comisión Académica del programa (**RAPI**).

La Rama de conocimiento por la que esta tesis ha sido desarrollada es:

- ☐ Ciencias
- ☐ Ciencias Sociales y Jurídicas
- ☒ Ingeniería y Arquitectura

En Cartagena, a 08 de septiembre de 2020



Fdo: Francisco Vera García

COMITÉ DE DIRECCIÓN ESCUELA INTERNACIONAL DE DOCTORADO

La vida no es fácil, para ninguno de nosotros. Pero...¡Qué importa!.

Hay que perseverar y, sobre todo, tener confianza en uno mismo.

Marie Curie.

Resumen

La sociedad se enfrenta al mayor desafío medioambiental de la historia, el cambio climático. Si no minimizamos las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de combustibles fósiles, los daños serán irreparables. La población crece fundamentalmente en zonas urbanas, y con ella la demanda de climatización y transporte. Ante este escenario, la transformación inmediata y acelerada del sistema energético es una tarea prioritaria. Países y organizaciones, despliegan estrategias y políticas de integración con energías renovables, pero no es suficiente.

La zona azul del planeta alberga un enorme potencial eólico prácticamente inutilizado. La tecnología eólica marina se ha desarrollado vertiginosamente, se encuentra preparada para generar energía eléctrica de forma eficiente.

En este contexto, es razonable utilizar parte del potencial eólico marino, en producir la electricidad suficiente para descarbonizar los sectores no renovables. Con este fin, el objetivo principal de la presente investigación es aportar un nuevo modelo de conversión de energía que integre, la electricidad generada por el recurso eólico marino en nuevas tecnologías limpias del transporte y la climatización.

Este trabajo propone un modelo en estructura matricial que permite el procesamiento paralelo de la participación de la electricidad en el consumo final (Análisis de datos) y la generación de electricidad a partir de renovables (Evaluación de recursos).

Por un lado, el proceso de Análisis de datos consistirá en el computo, de las posibles fuentes no renovables a electrificar y el estudio de las nuevas tecnologías limpias de sustitución.

Por otro lado, la Evaluación de recursos valora el potencial renovable, eólica marina en nuestro caso, y realiza una selección óptima de emplazamientos a partir de la combinación de un sistema de información geográfica con diferentes metodologías de decisión multicriterio, de manera que no afecte otras actividades, respete las zonas bio-protegidas y optimice los resultados de generación y costos.

Ambos resultados son valorados y se planifican las proyecciones a corto, medio y largo plazo.

En particular, como evaluación del modelo energético, se presenta el caso de estudio en el Golfo de Maine en EEUU.

Abstract

Society faces the greatest environmental challenge in history, climate change. If we do not minimize greenhouse gas emissions and dependence on fossil fuels, the damage will be irreparable. The population grows mainly in urban areas, and with it the demand for climatization and transport.

Faced with this scenario, the immediate and accelerated transformation of the energy system is a priority task. Countries and organizations deploy integration strategies and policies with renewable energies, but it is not enough.

The blue zone of the planet has a huge wind potential that is practically unused. Offshore wind technology has developed rapidly, it is prepared to generate electricity efficiently.

In this context, it is reasonable to use part of the offshore wind potential to produce enough electricity to decarbonise non-renewable sectors. To this end, the main objective of this research is to provide a new energy conversion model that integrates the electricity generated by the wind resource marine in new clean transport and climatization technologies.

This work proposes a model in a matrix structure that allows the parallel processing of the participation of electricity in final consumption (Data Analysis) and the generation of electricity from renewables (Resource Assessment).

On the one hand, the data analysis process will consist of the computation of the possible non-renewable sources to be electrified and the study of new clean replacement technologies.

On the other hand, the Resource Assessment assesses the renewable potential, offshore wind in our case, and makes an optimal selection of sites from the combination of a geographic information system with different methodologies of multi-criteria decision, so that it does not affect other activities, respects bio-protected areas and optimizes generation results and costs.

Both results are valued and short, medium and long-term projections are planned.

In particular, as an evaluation of the energy model, the case study in the Gulf of Maine in the USA is presented.

Agradecimientos

A lo largo de esta Tesis Doctoral he contado con el apoyo de personas e instituciones, sin sus aportaciones y ayuda no hubiera sido posible su culminación.

En primer lugar, agradezco a mis directores. M^a del Socorro García Cascales, mi directora, gracias por estar siempre disponible bajo cualquier circunstancia, orientarme, apoyarme, fomentar el trabajo en equipo y marcar mi ruta hacia la investigación. Ángel Molina García, mi codirector, gracias por tus excelentes aportaciones, dedicación y consejos profesionales. Ha sido un privilegio poder contar con este optimizado equipo de dirección de tesis, espero que nuestra relación dure mucho tiempo.

A mi compañera, Adela Ramos Escudero, por su valiosa ayuda con los datos espaciales.

Al centro de investigación de la universidad de Maine (Estados Unidos), por su aportación de datos e informes técnicos.

A la empresa Vortex, por la campaña de datos eólicos facilitados para este estudio.

Por último, a mi familia. A mi madre, por demostrarme el valor del esfuerzo y la perseverancia, apoyarme y quererme. A mi marido, que me ha aportado la confianza, el apoyo incondicional, el ánimo y la energía para seguir. A mi maravillosa hija (Irene), que hace latir mi corazón y no menos importante, mi perro Aron que me acompaña cada noche.

Índice

Resumen	VII
Abstract	IX
Agradecimientos	XI
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Potencial de la eólica marina	2
1.2. Motivación	4
1.3. Objetivos de la investigación	8
1.4. Estructura de la tesis	8
2. MARCO TEÓRICO	11
2.1. Transición energética	12
2.1.1. Sectores críticos	13
2.1.2. Trabajos relacionados con la electrificación	17
2.2. Energías renovables	20
2.3. Energía eólica	22
2.3.1. Estadísticas. Evolución y proyección	22
2.3.2. Eólica marina	24
2.3.3. Factores en la localización de emplazamientos óptimos	31
2.3.4. Barreras del sector eólico	38
3. MARCO METODOLÓGICO. MODELO DE CONVERSIÓN ENER- GÉTICA	43

3.1. Modelo de Conversión energética	44
3.1.1. Introducción al Modelo de Conversión	44
3.1.2. Fuente de datos	44
3.1.3. Implementación	46
3.1.4. Resultados	47
3.2. Sistema de Información Geográfica	48
3.2.1. Introducción	48
3.2.2. Componentes principales de los SIG	50
3.2.3. Información Geográfica	51
3.2.4. Programa ArcGis	54
3.3. Aplicación informática especializada. WaSP	57
3.4. Métodos de toma de decisión multicriterio	59
3.4.1. Introducción	59
3.4.2. Proceso Analítico Jerárquico (AHP)	61
3.4.3. Técnica para el Orden de Preferencia por Similitud a la Solu- ción Ideal (TOPSIS)	65
3.4.4. Fuzzy GIS	69
3.4.5. SIMUS	70
3.5. MCDM + GIS y la Energía Eólica	72
 4. EVALUACIÓN DEL MODELO DE CONVERSIÓN ENERGÉTICA	 74
4.1. Introducción. Estado de Maine	75
4.2. Evaluación del Modelo	77
4.2.1. Fuente de datos	77
4.2.2. Implementación	83
4.2.3. Resultados	98
4.3. Análisis y discusión de los resultados	101
4.3.1. Análisis estacional	101
4.3.2. Geometría	101
4.3.3. Métodos de evaluación Multicriterio	102
4.3.4. Proyecciones	103

4.3.5. Análisis de sensibilidad	105
4.3.6. Análisis de nuevos consumos de energía por fuente: emisiones evitadas	107
5. CONCLUSIONES, TRABAJOS FUTUROS Y PUBLICACIONES	109
5.1. Conclusiones	110
5.1.1. Conclusiones correspondientes al estado del arte	110
5.1.2. Conclusiones correspondientes a las aportaciones metodológicas	111
5.1.3. Conclusiones correspondientes a la evaluación del modelo . . .	112
5.2. Trabajos futuros	113
5.2.1. Trabajos futuros en las aportaciones metodológicas	113
5.2.2. Trabajos futuros en la evaluación del modelo	114
5.3. Publicaciones	115
A. Apéndice. Marco Teórico	116
A.1. Descripción de factores por categorías	117
B. Apéndice. Caso de estudio	122
B.1. Datos de consumo y transformaciones	123
B.2. Datos evolución del consumo	124
B.3. Muestra de campaña de datos de viento	125
B.4. WAsP. Climate Analyst. 120 y 150 metros	126
B.5. Escenarios tecnologías eléctricas.	132
B.6. Ficha técnica. Aerogenerador 15 MW	133
B.7. Matriz de decisión	134
B.8. Matriz de expertos	134
B.9. Emisiones CO ₂	136
Bibliografía	137
Abreviaturas	160

Índice de figuras

1.1. En el mundo, zonas con mayor potencial eólico marino. Fuente:[134]. Elaboración propia.	3
1.2. Diferencia de temperatura entre los años 1884 y 2019 ^(A) . Histórico de los niveles de CO ₂ Atmosférico ^(B) . Fuente de datos:[177, 132]. Elabo- ración propia	5
1.3. Escenarios de emisiones de CO ₂ . Fuente de datos:[138]. Elaboración propia	7
1.4. Estructura de la tesis. Elaboración propia	10
2.1. Evolución de la población mundial. Proyección 2050. Fuente de datos:[7, 229]. Elaboración propia	14
2.2. Energía renovable en el consumo total de energía final, sectores trans- porte y climatización. Fuente de datos:[201]. Elaboración propia . . .	15
2.3. Participación de la electricidad en el consumo final. Evolución y pro- yección del sector del transporte y calefacción. Fuente de datos:[138]. Elaboración propia.	16
2.4. Evolución de la capacidad instalada ^(A) y electricidad generada ^(B) con origen renovable . Fuente de datos:[137]. Elaboración propia	21
2.5. Evolución, situación actual y proyección del sector eólico. Fuente de datos:[101]. Elaboración propia	23
2.6. Evolución de la tecnología eólica marina. Fuente de datos:[135, 93, 234, 87]. Elaboración propia	25
2.7. Cimentaciones marinas en el sector eólico. Fuente de datos:[153, 146]. Elaboración propia	27

2.8. Costos asociados a parque eólicos marinos ^(A) . LCOE.Promedio ponderado ^(B) . Estudio de LCOE ^(C) . Fuente de datos:[135, 136, 178]. Elaboración propia	30
2.9. Factores relevantes para metodologías de localización óptima de plantas eólicas terrestres. Fuente de datos:[99]. Elaboración propia.	37
2.10. Factores relevantes para metodologías de localización óptima de plantas eólicas marinas. Fuente de datos:[99]. Elaboración propia.	38
3.1. Perspectiva global del modelo de conversión energética. Elaboración propia	45
3.2. Componentes principales de un Sistema de Información Geográfica. Fuente de datos:[192]. Elaboración propia	50
3.3. Información Geográfica. Modelo raster y vectorial. Elaboración propia	52
3.4. Capas GIS. Estudio de recursos renovables en Estados Unidos. Elaboración propia	55
3.5. Interfaz de la herramienta ArcMap.	56
3.6. Árbol jerárquico de objetos. WAsP. Elaboración propia	58
3.7. Resultados WAsP. Vista espacial ^(A) . Análisis de datos del viento ^(B) . Estadísticas de la instalación eólica ^(C) . Sincronización con Google Earth ^(D) . Elaboración propia	58
3.8. Proceso de la toma de decisión multicriterio ^(A) . Valoración de alternativas ^(B) . Fuente de datos:[80]. Elaboración propia	60
3.9. Jerarquía proceso AHP. Fuente de datos:[204]	62
3.10. Alternativa ideal y anti-ideal ^(A) . Algoritmo del método TOPSIS ^(B) . Fuente de datos:[80]	66
3.11. Comparación de metodologías de localización. Plantas eólicas terrestres ^(A) . Plantas eólicas marinas ^(B) . Elaboración propia	72
4.1. Consumo de energía. Estado de Maine, año 2018: Por sectores ^(A) y por fuentes ^(B) . Fuente de Datos:[27, 18, 25]. Elaboración propia	75
4.2. Velocidad del viento a 150 metros. Estados Unidos. Golfo de Maine. Fuente de Datos:[23]. Elaboración propia	76

4.3. Evolución del consumo. Estado de Maine (período 2008-2018): Gasolina consumida por el sector de transporte ^(A) y fuel destilado consumido por el sector residencial ^(B) . Elaboración propia	79
4.4. Evaluación del recurso eólico. Variación horaria de velocidades ^(A) . Variación estacional de velocidades ^(B) . Rosa de energía ^(C) y Distribución de Weibull ^(D) (150 m de altura). Elaboración propia	81
4.5. Vista general del Golfo de Maine ^(A) . Definición del área de estudio ^(B) . Elaboración propia	83
4.6. Escenarios: Fuel(Heating oil)/Bombas de calor – MCI-gasolina/VE. Elaboración propia	84
4.7. Prototipo de instalación eólica. Elaboración propia	87
4.8. Capas temáticas. Factores restrictivos. Elaboración propia	89
4.9. Área potencial. Elaboración propia	90
4.10. Capas temáticas. Factores de selección. Elaboración propia	91
4.11. Capas temáticas. Factores de selección de costos. Elaboración propia .	92
4.12. Diseño de las alternativas. Elaboración propia	93
4.13. Evaluación experto E ₃ de Velocidad del viento (FS ₁) con respecto al resto de factores de selección. Elaboración propia	94
4.14. Peso de los expertos ^(A) . Total de los pesos ^(B) . Elaboración propia . . .	95
4.15. Normalización de factores de selección. Pertenencia difusa. Elaboración propia	96
4.16. Ranking de cada método. Elaboración propia	97
4.17. Resultado en WAsP de la alternativa A ₃ . Elaboración propia	98
4.18. Análisis de sensibilidad LCOE. Alternativa A ₃ . Elaboración propia . .	99
4.19. Emisiones evitadas. Alternativa A ₃ . Elaboración propia	100
4.20. Análisis estacional. Elaboración propia	102
4.21. Geometría. Área potencial/Área planta eólica. Elaboración propia . .	103
4.22. Comparación de evaluación de alternativas. TOPSIS / Fuzzy GIS. Elaboración propia	104
4.23. Proyección 2. Alternativas A ₃ + A ₅ . Elaboración propia	104
4.24. Análisis de sensibilidad ($\pm 20\%$): Generación de energía eléctrica ^(A) , Consumo Calefacción/Transporte ^(B) . Elaboración propia	106

4.25. Emisiones evitadas ^(A) . Nuevo consumo de energía por fuente ^(B) . Elaboración propia	107
B.1. Apéndice. Datos de consumo y transformaciones. Elaboración propia	123
B.2. Apéndice. Muestra de campaña de datos de viento. Altura 150 metros. Elaboración propia	125
B.3. Apéndice. Campaña de datos de viento, 120 metros. Resultados generales	126
B.4. Apéndice. Campaña de datos de viento, 120 metros. Estadísticas	127
B.5. Apéndice. Campaña de datos de viento, 120 metros. Histograma por sectores	128
B.6. Apéndice. Campaña de datos de viento, 150 metros. Resultados generales	129
B.7. Apéndice. Campaña de datos de viento, 150 metros. Estadísticas	130
B.8. Apéndice. Campaña de datos de viento, 150 metros. Histograma por sectores	131
B.9. Apéndice. Escenario Vehículo eléctrico	132
B.10. Apéndice. Escenario Bombas de Calor	132
B.11. Apéndice. Matriz de decisión	134
B.12. Apéndice. Matriz de experto 1	134
B.13. Apéndice. Matriz de experto 2	135
B.14. Apéndice. Matriz de experto 3	135
B.15. Apéndice. Emisiones CO ₂	136

Índice de Tablas

2.1. Trabajos relacionados con la electrificación del sector del transporte. Integración con energías renovables ($I_{(ER)}$), Reducción de CO_2 ($\downarrow CO_2$), Seguridad energética ($\uparrow SE$), Reducción de costos ($\downarrow Co$), Recargas de baterías(RB), Políticas de integración (PI)	18
2.2. Trabajos relacionados con la electrificación del sector de la calefacción. Integración con energías renovables ($I_{(ER)}$), Reducción de CO_2 ($\downarrow CO_2$), Reducción de costos ($\downarrow Co$), Almacenamiento(AI), Sistemas híbridos (SI)	20
2.3. Referencias de factores de la categoría Climática (C_1).	32
2.4. Referencias de factores de la categoría Geográfica (C_2).	32
2.5. Referencias de factores de la categoría Socio-ambiental (C_3).	33
2.6. Referencias de factores de la categoría de Localización (C_4).	34
2.7. Referencias de factores de la categoría Económica (C_5).	35
2.8. Referencias de factores de la categoría Política (C_6).	36
3.1. Escala fundamental de comparación pareada. Fuente:[205]	64
3.2. Índice de consistencia aleatorio (RI) en función de la dimensión de la matriz (n). Fuente:[38]	65
3.3. Umbral de aceptación CR para n dimensiones.	65
3.4. Matriz de decisión.	67
4.1. Datos desagregados del consumo de gasolina. Estado de Maine. 2018. Fuente de datos:[18].	78
4.2. Datos desagregados del consumo de fuel. Estado de Maine. 2018. Fuente de datos:[18].	79

4.3. Resumen de la campaña de datos del viento (2010-2019)	80
4.4. Factores seleccionados: criterios o Factores de Selección (FS), Factores de Restricción (FR).	82
4.5. Ficha técnica. Modelo propuestos VE. Fuente de datos:[19, 15, 20, 17].	85
4.6. Ficha técnica. Modelos propuestos Bombas de calor. Fuente de datos:[2, 1, 4].	85
4.7. Escenario de pérdidas [191].	87
4.8. Estadísticas. Producción anual.	88
4.9. Pesos por cada factor de selección.	94
4.10. Matriz ponderada normalizada. Solución ideal Positiva (di^+) and negativa (di^-). proximidad relativa de cada alternativa a la solución ideal positiva (PR_i).	96
4.11. Estadísticas. Producción Anual. Alternativas A_3 y A_5	99
4.12. Proyecciones 2030-2050.	105
A.1. Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría climática(C_1).	117
A.2. Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría geográfica(C_2).	118
A.3. Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría socio-ambiental(C_3).	119
A.4. Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría de Localización(C_4).	120
A.5. Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría Económica(C_5).	121
A.6. Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría Política(C_6).	121
B.1. Datos. Evolución consumo (Gasolina-transporte, Fuel-calefacción) . .	124
B.2. Ficha técnica. Aerogenerador IEA 15 MW. Fuente de datos:[116]. . .	133

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

RESUMEN: El objetivo de este capítulo es acotar el ámbito en el que se desarrolla esta investigación.

Expone el potencial de la energía eólica marina, así como la motivación, objetivos y estructura de la Tesis Doctoral:

- Afronta el potencial infrautilizable de la energía eólica marina, como uno de los mayores problemas a los que se enfrenta la sociedad actual: el cambio climático.
- Se especifica el objetivo general y los objetivos específicos que se pretenden alcanzar con este trabajo de Tesis Doctoral.
- Por último, se detalla la estructura de la memoria de la tesis, para centrar al lector en la totalidad del trabajo.

1.1. Potencial de la eólica marina

Nuestra gran aliada, la naturaleza, nos ofrece nuevas oportunidades para mitigar el cambio climático y descarbonizar el actual modelo energético. Las zonas marinas del planeta brindan grandes posibilidades para un despliegue acelerado de la energía eólica marina.

El diseño, construcción y puesta en marcha de las instalaciones eólicas marinas, están marcadas por muchos factores de diferentes naturaleza: climáticos, geográficos, socio-ambientales, de localización, económicos y políticos [99], pero las decisiones políticas, las condiciones del mercado y los avances tecnológicos podrían acelerar el desarrollo de estos gigantes generadores de energía eléctrica limpia y superar los escenarios previstos [135].

La Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency-IEA) en colaboración con la Escuela Imperial de Londres (Imperial College London), realizó un análisis geoespacial detallado, para determinar la magnitud del potencial técnico global, de la energía eólica marina. [134]

La herramienta de modelado, está basada en datos satélites del Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a medio Plazo (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts-ECMWF), con su nueva herramienta de análisis: ERA5[135].

Las zonas disponibles para la implantación del recurso eólico marino excluyeron áreas de actividades económicas; como la pesca, transporte marítimo, zonas militares, exploración y producción de gas y petróleo. También áreas cercanas a cables submarinos y fallas sísmicas y zonas protegidas del medio ambiente. Los aerogeneradores utilizados para los cálculos de energía eléctrica se estimaron entre 10 MW y 20 MW de potencia nominal.

Los resultados con respecto a la posible generación de electricidad son sorprendentes, la evaluación estima 120,000 GW de potencia nominal capaz de generar más de 420,000 TWh anuales de electricidad (3,500 TWh por GW). Si comparamos esta cifras con la demanda de electricidad para el año 2050 en Estados Unidos, representa

como máximo un 3.2% del total [216].

Entre los principales países con mayor potencial eólico marino se encuentra Rusia, con sus extensas costas pueden generar 80,000 TWh/año-20 %, Canadá 50,000 TWh/año-12% y Estados Unidos 45,000 TWh-11 %. Además de cubrir su demanda de electricidad puede ser una gran oportunidad para exportar a los países con menor potencial eólico marino, ver Figura 1.1.

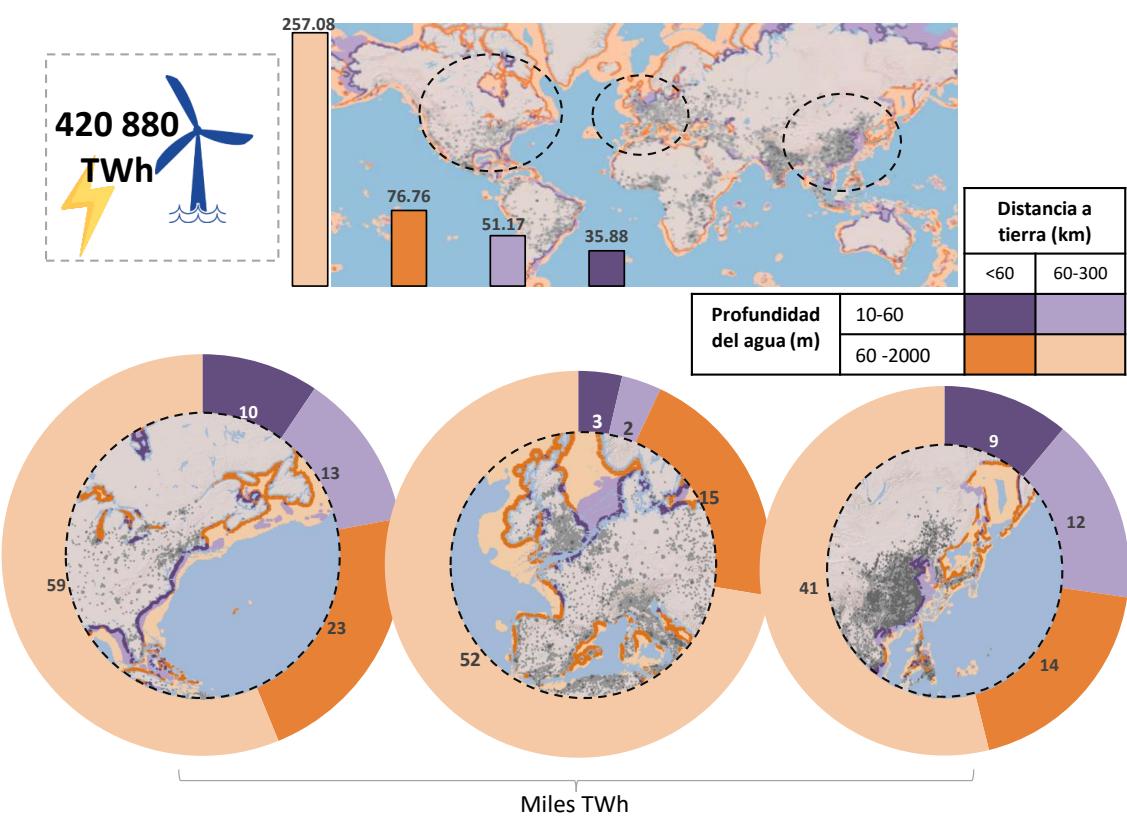


Figura 1.1: En el mundo, zonas con mayor potencial eólico marino. Fuente:[134]. Elaboración propia.

El potencial técnico se clasifica por la batimetría de las aguas, menos de 60 metros se consideran aguas poco profundas y más de 60 metros y hasta 2,000 metros son aguas profundas, esta división está directamente relacionada con la tecnología eólica marina. Para aguas poco profundas se utilizan estructuras con cimentación

fijas y para aguas profundas estructuras flotantes. A su vez se pueden subdividir, en zonas cercanas a tierra, hasta 60 kilómetros de la costa, y zonas lejanas a la tierra entre 60 y 300 kilómetros de la costa, mientras más lejos se encuentren de la costa el acceso a las diferentes instalaciones puede resultar menos sencillo.

Las aguas poco profundas cercanas a la costa, constituyen en la actualidad el potencial más atractivo por su bajo costo de inversión y mantenimiento. Globalmente podrían generar casi 36,000 TWh, prácticamente la demanda de electricidad del año 2040. Casi el 70 % del potencial global se encuentra en aguas profundas, generando 17,000 TWh de energía eléctrica anuales, ver Figura 1.1.

Realizando una comparación continental, América del Norte presenta gran potencial en la costa atlántica, la bahía de Hudson y el golfo de Alaska, pueden producir más de 100,000 TWh anuales. Estados Unidos cuenta con un potencial de 46,728 TWh/año, las aguas poco profundas tienen el potencial de proporcionar más de 17,496 TWh y las aguas profundas más de 29,232 TWh por año. El golfo de Maine es una de las zonas más interesantes, con un factor de capacidad que oscila entre el 55 y el 60 %.

Las aguas europeas pueden generar hasta 72,000 TWh/año, las ciudades que rodean el mar de norte representan casi dos tercios del total, las zonas más atractivas pueden producir hasta 3,000 TWh/año.

El este de Asia cuanta con un potencial de más de 70,000 TWh por año. En China, las aguas costeras poco profundas cercanas a tierra tienen el potencial de producir cerca de 4,700 TWh por año, de los cuales más de 1,800 TWh están disponibles en sitios cercanos a la costa, el despliegue en China es inminente, ver Figura 1.1. [134]

1.2. Motivación

El intenso uso de combustibles fósiles, a partir de la revolución industrial, ha causado un aumento en más del 40 % de la concentración media anual global de

CO₂, provocando el evidente fenómeno del cambio climático.

El promedio mundial de dióxido de carbono atmosférico en 2019 fue de 413.2 partes por millón (PPM). Siendo los niveles de dióxido de carbono más altos de los últimos 800,000 años, ver Figura 1.2. [157]

Esto ha provocado un aumento de la temperatura global, 0.9°C desde finales del siglo XIX. A partir del 2014 se han detectado los seis años más cálidos, siendo el año 2016 el de mayor aumento de temperatura, registrando los 8 meses mas calurosos de la historia (desde enero hasta septiembre, exceptuado junio). La diferencia de temperatura, con respecto a la media entre los años 1884 y 2019 podemos apreciarla en la figura 1.2. [177]

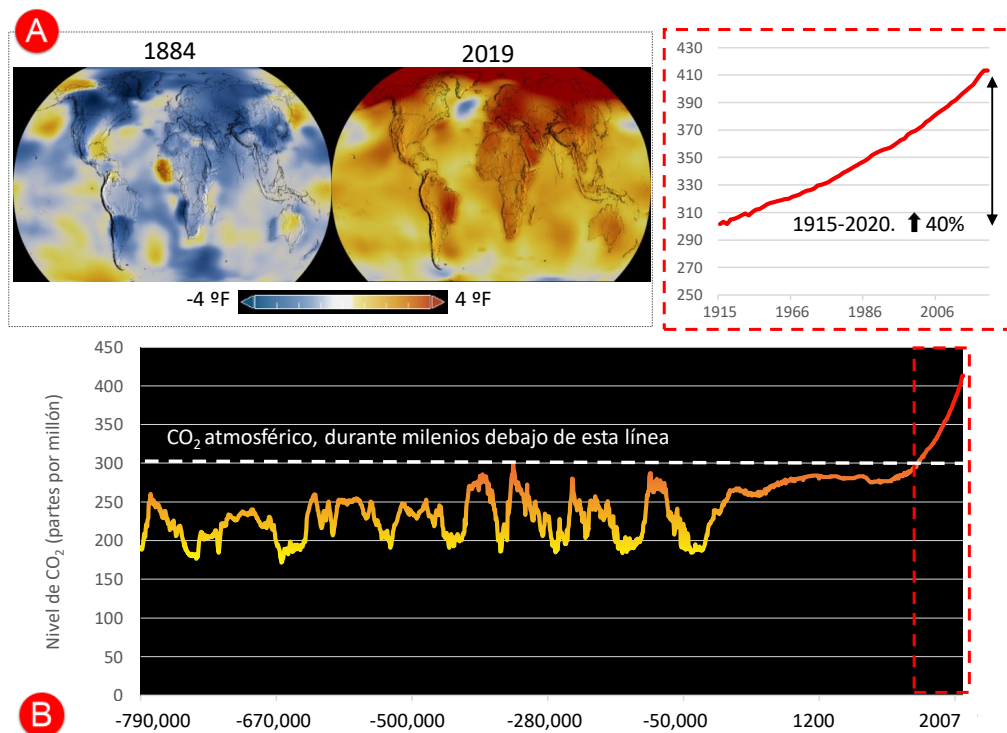


Figura 1.2: Diferencia de temperatura entre los años 1884 y 2019^(A). Histórico de los niveles de CO₂ Atmosférico^(B). Fuente de datos:[177, 132]. Elaboración propia

Las consecuencias son devastadoras para la naturaleza y la existencia de la vida

en la tierra [86]. Los océanos absorben una gran parte de este aumento de temperatura, desde 1969 la capa superficial del océano muestra un calentamiento superior a 0.2°C y la acidez de las aguas superficiales ha aumentado un 30 %. Las capas de hielo disminuyen sus masas, tanto las marinas como las terrestres, la pérdida de masa en la Antártida es tres veces mayor que en la última década. El aumento del nivel del mar de las últimas dos décadas es de aproximadamente 40 cm. Los 70 ciclones tropicales en el hemisferio norte durante el año 2018, ha superado la media a largo plazo de 53 ciclones por año. La agricultura se ha visto afectada por la acción de estos extremos climáticos, en consecuencia, en el año 2017 el 10 % de la población mundial eran personas desnutridas. La contaminación del aire causa 7 millones de muertes prematuras anuales. [154, 180, 242, 241]

El cronograma de emergencia climática se consolidó con el acuerdo de París [228], firmado en 2015, donde se estableció el objetivo de evitar que el aumento de la temperatura global supere los 2°C respecto de los niveles preindustriales durante este siglo. Las emisiones globales de carbono deben disminuir un 40 % en 2030, equivalente al nivel de emisión de 2010, reducir 70 % alrededor de 2050 y lograr emisiones casi nulas a fines del siglo XXI.

La política internacional está marcada por la mitigación del cambio climático. Los gobiernos, las organizaciones de protección energética y ambiental trabajan en ambiciosos planes a corto y largo plazo que combinan aspectos energéticos, ambientales y económicos. [201, 65]

Pero estos esfuerzos no son suficientes, la figura 1.3 muestra el computo de emisiones desde dos escenarios [138]:

- Escenario de energía planificada: Sistemas de energía basado en los planes actuales de los gobierno y políticas planificados (a partir de 2019).
- Escenario de transformación de energía: Transformación de energía ambiciosa, basada en gran medida en fuentes de energía renovables y una eficiencia energética constantemente mejorada.

Si los países cumplen los planes, tal como se refleja en el escenario de energía planificado, se espera que las emisiones de CO_2 relacionadas con la energía aumenten

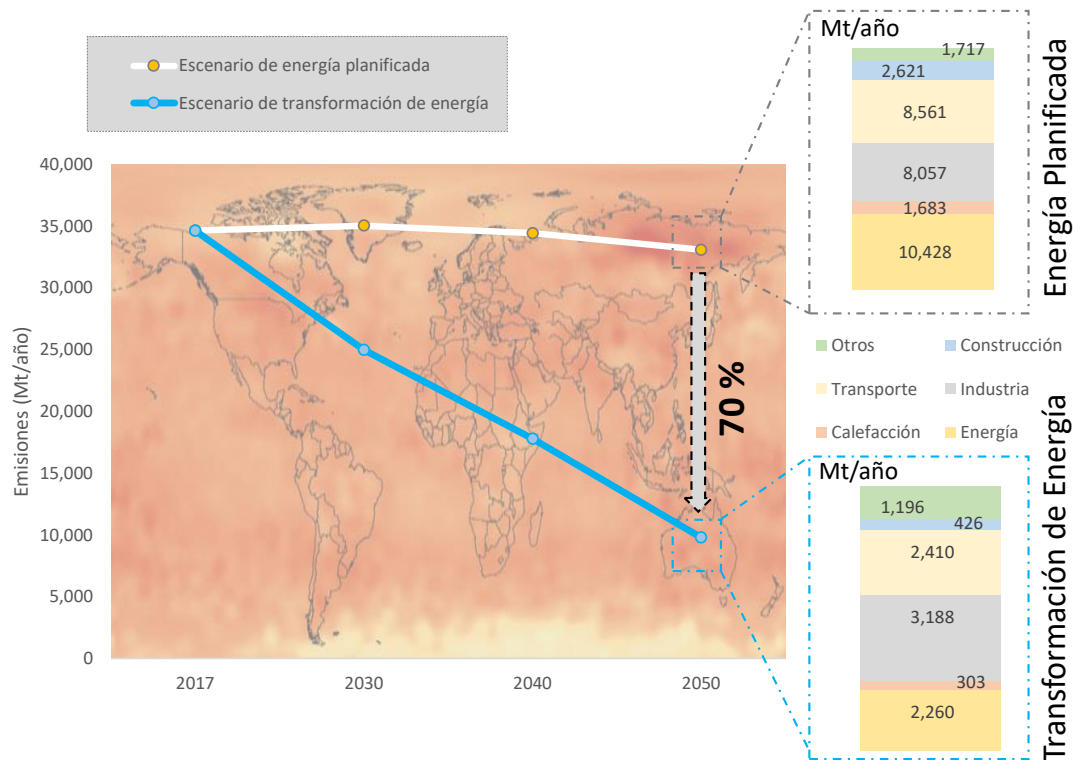


Figura 1.3: Escenarios de emisiones de CO₂. Fuente de datos:[138]. Elaboración propia

ligeramente cada año hasta 2030, luego disminuyen en 2050 hasta alcanzar prácticamente el nivel actual con 33 Gt.

Este escenario, no se acerca al cumplimiento de los objetivos de París, para limitar el aumento de la temperatura global a muy por debajo de 2°C y hacia 1.5°C, las emisiones anuales de CO₂ relacionadas con la energía tendrían que disminuir más del 70 % (10 Gt) desde ahora hasta 2050.

Las emisiones por sectores, se reducirían notablemente con la inclusión de las energías renovables y medidas de electrificación en el consumo final. El sector del transporte restaría 6.2 Gt con la penetración del vehículo eléctrico, el sector de la calefacción/refrigeración reduciría las emisiones en un 82 %.

1.3. Objetivos de la investigación

En este contexto, y dada la imperiosa necesidad de devolver al planeta lo que le hemos quitado, el objetivo principal de esta investigación es aprovechar parte del potencial eólico marino, en generar la electricidad suficiente para descarbonizar los sectores no renovables con nuevas tecnologías limpias. Con este fin se pretende contribuir con un nuevo modelo de conversión de energía que integre, la electricidad generada por el recurso eólico marino con los sectores del transporte y climatización.

El logro de este objetivo general, implica resolver los siguientes objetivos específicos:

- Modelizar el análisis de datos del modelo de conversión, mediante el estudio de la participación de la electricidad necesaria, en el consumo final.
- Modelizar la evaluación de recursos del modelo de conversión, computando la generación de electricidad renovable a partir del recurso eólico marino.
- Realizar la selección óptima de los emplazamientos marinos sin afectar, a otras actividades económicas, respetando las zonas marinas bio-protegidas.
- Evaluar el modelo para un caso de estudio: Descarbonización de los sectores de climatización y transporte residencial de estado de Maine (Estados Unidos), a través del recurso eólico del Golfo de Maine.
- Demostrar el impacto positivo del recurso eólico marino en la transición energética.

1.4. Estructura de la tesis

La tesis está estructurada en seis capítulos distribuidos en cuatro bloques (Fundamentos teóricos, Metodología, Aplicación - resultados y Conclusiones y trabajos futuros), siguiendo una organización lógica en función de los objetivos y desarrollo de la investigación. La figura 1.4 muestra una panorámica general de la composición del trabajo.

El punto de partida es el **estado del arte**, donde se analiza la problemática del

cambio climático y las bases para revertirlo. A continuación, se plantea la **aportación metodológica** de esta tesis, un modelo de conversión energética basado concretamente en la energía eólica marina. Posteriormente se **evalúa** el modelo en un caso de estudio concreto y finalmente se muestran las conclusiones y trabajos futuros de la tesis.

A continuación detallamos el contenido de cada bloque.

El bloque I, Fundamentos teóricos, está dividido en dos capítulos:

- Capítulo 1. Introducción; agrupa la motivación, objetivos y estructura de la tesis.
- Capítulo 2. Marco Teórico; recoge las bases de conocimiento del trabajo. Se divide en tres partes (Transición energética, Energías renovables y energía eólica), enfatiza y compara los factores que intervienen en la selección óptima de emplazamientos eólicos terrestres y marinos.

El bloque II, Metodología, compuesto de un capítulo:

- Capítulo 3. Marco metodológico. Modelo de conversión energética; formula el modelo de conversión propuesto, fusiona los fundamentos teóricos con el marco metodológico. Se divide en cuatro partes: Modelo de conversión energética, sistema de información geográfica, aplicación eólica especializada y los métodos de toma de decisión multicriterio.

El bloque III, Aplicación - resultados, consta de un capítulo:

- Capítulo 4. Evaluación del modelo de conversión energética; se divide en tres partes: describe la zona donde se evaluará el modelo, aplica cada una de las partes integrantes del modelo, y por último, evalúa y discute los resultados.

Finalmente, en el bloque IV, Conclusiones y trabajos futuros; resume las principales conclusiones y aportaciones, recomienda futuras investigaciones e incluye las publicaciones científicas y congresos de la investigación.

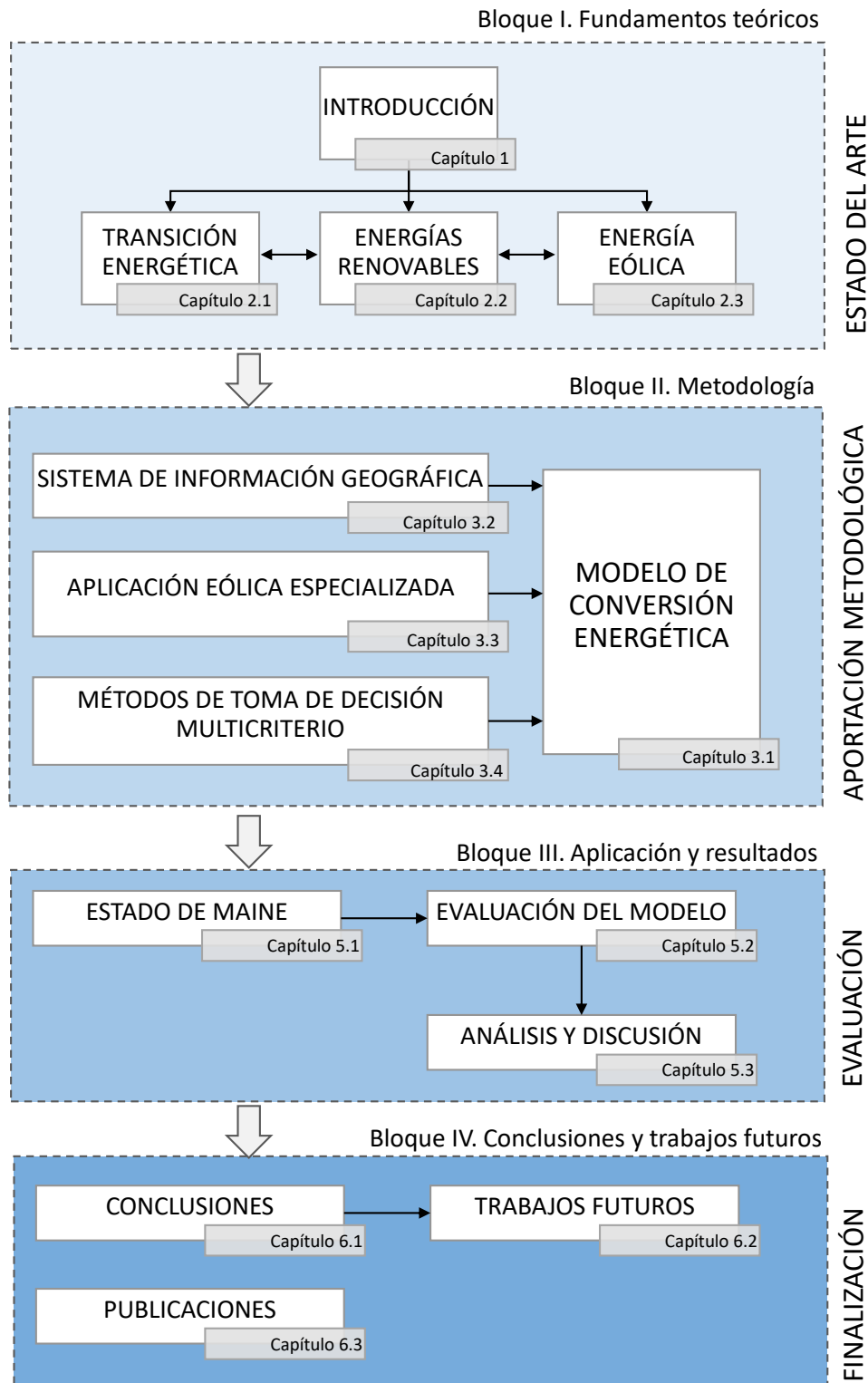


Figura 1.4: Estructura de la tesis. Elaboración propia

Capítulo 2

MARCO TEÓRICO

RESUMEN: Este capítulo es la base de conocimientos en la que se sustenta esta Tesis Doctoral.

Sintetiza la necesidad, oportunidades y beneficios de la **transformación energética**, destacando su pilar principal: la **electrificación** con energías limpias. Resalta los sectores críticos del consumo final de energía, el **transporte y la calefacción**, así como las tecnologías actuales para su reemplazamiento.

Por otro lado, analiza la evolución y proyección de las energías renovables y se centra en la **energía eólica**. Ambas tecnologías, terrestre y marina, las compara en cuanto a capacidad instalada, generación de energía eléctrica y factores que intervienen en la **búsqueda y selección de emplazamientos óptimos**.

Dada la importancia de la energía eólica marina para este trabajo, investiga el desarrollo tecnológico, las particularidades de las cimentaciones marinas y los costos.

Finalmente se hace referencia a las barreras actuales del sector eólico.

2.1. Transición energética

La **transición energética** es la transformación del actual sistema de energía, que garantice un desarrollo energético y económico estable, seguro para el clima y sostenible a largo plazo.

El mundo se encuentra inmerso en la lucha contra el cambio climático, a esta lucha se suma la actual crisis sanitaria y económica causada por la pandemia COVID-19. Las emisiones mundiales de CO₂ durante el 2020 tendrán una reducción importante, causada por los periodos de confinamiento global, pero este respiro planetario es temporal. Anteriores crisis han demostrado que la recuperación de las emisiones son inmediatas y posiblemente a mayor escala.

Los gobiernos desempeñarán un papel fundamental en la recuperación del sector energético. Los paquetes de ayudas económicas son una gran oportunidad para vincular, la recuperación económica y la transición energética con el uso de energías limpias, orientado a un sistema energético sostenible.[131]

La reducción de emisiones no es la única razón por la que los gobiernos deben acogerse a una transformación energética profunda, los beneficios y oportunidades que ofrece son tangibles: económicos, sociales y ambientales.

1. Disminución acelerada de los costos de energías renovables: Los costos globales de la electricidad generada a partir de orígenes renovables se han reducido notablemente, lo que resulta una gran oportunidad para los inversores. Entre 2010 y 2019, el costo nivelado promedio ponderado global de la electricidad (LCOE) de la energía solar fotovoltaica se redujo un 82 %, alcanzando los 68.4 USD/MWh, mientras que el costo de la electricidad proveniente de la energía eólica terrestre disminuyó un 45 % (52.8 USD/MWh). [143, 137, 138, 194]
2. Mejoras en la calidad del aire: El aire contaminado ocasiona una importante crisis en la salud pública. Los beneficios de la reducción de la contaminación mejoran la salud, la calidad de vida y además generan un importante ahorro económico sanitario.[214]
3. Reducción del impacto climático: El impacto en el cambio climático se reduciría con la disminución de las emisiones de CO₂. [156, 58]

4. Acceso a la energía: En la actualidad existen muchas regiones sin acceso a la energía, provocando una gran desigualdad energética. Las tecnologías renovables se pueden aplicar en zonas rurales mejorando la vida de las personas y estimulando la economía local. [173, 174]
5. Seguridad energética: Muchos países dependen de combustibles fósiles importados, las energías renovables pueden proporcionar una alternativa más segura, al contar con mayor diversidad de fuentes de energía, a través de la generación in situ. [198, 105]
6. Beneficios socio-económicos: El mercado laboral cambiará drásticamente, los nuevos empleos pueden ser ocupados por personas de cualquier genero y origen. Los empleos eliminados, como los relacionados con los combustibles fósiles, pueden ser reorientados. Los trabajadores de petroleo y gas en zonas marinas, pueden ser incorporados dada su experiencia, en la construcción y operaciones de cimientos y subestaciones de las instalaciones eólicas marinas. La transformación energética impulsaría el producto interno bruto (PIB) en un 2,5 % y el empleo total en un 0,2 % a nivel mundial para el 2050. [137, 88]

Por todo lo anteriormente expuesto, es elemental una transformación radical del modelo energético global, hacia un nuevo modelo des-carbonizado, sustituyendo los combustibles fósiles por energías renovables. El principal pilar de esta transición energética es la electrificación, IRENA en su escenario más ambicioso, estima la participación de la electricidad en el consumo final en casi el 50 % para el año 2050.[138]

2.1.1. Sectores críticos

El incremento de la población a nivel mundial evoluciona exponencialmente, en el año 2018 aumentó en un 28 % con respecto al año 1998, a su vez la migración a zonas urbanas se elevó un 53 % durante el mismo periodo. [7]

Según la proyección estimada de las Naciones Unidas, la población mundial alcanzará los 9.700 millones en el 2050, de los cuales el 68 % vivirá en zonas urbanas, y superará los 11.000 millones en el 2100. Entre todos los continentes, África y Asia

tendrán el mayor crecimiento demográfico durante el periodo 2015 y 2050, con aumentos de población previstos de 52 % y 17 % respectivamente, ver Figura 2.1. [229] Paralelamente a este aumento de población y concentración urbana, la demanda

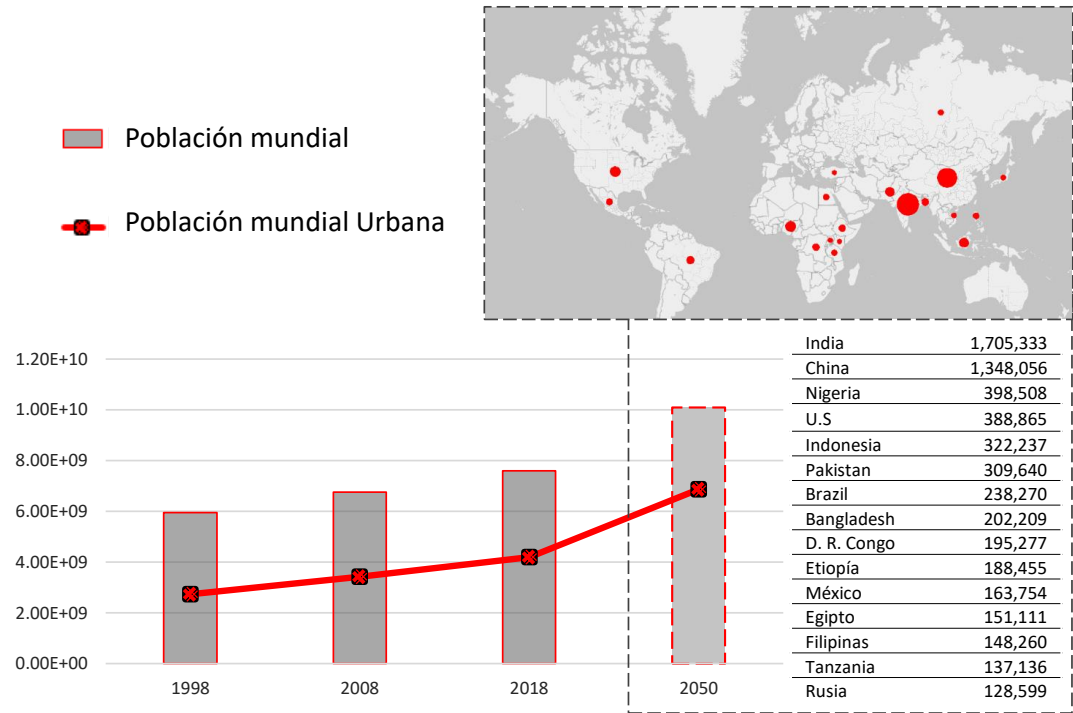


Figura 2.1: Evolución de la población mundial. Proyección 2050. Fuente de datos:[7, 229]. Elaboración propia

de calefacción/refrigeración y la dependencia del transporte también aumenta vertiginosamente, reflejo de dos factores negativos para transición energética: mayor uso de combustibles fósiles y aumento de la contaminación. Las ciudades se convierten en iconos críticos para facilitar la acción climática, la transición energética y la sostenibilidad.[62, 61]

En el año 2017, la climatización global supuso el 51 % del consumo total de energía, seguido del transporte (32 %) y energía (17 %). Solamente el 39.8 % del total tienen origen renovable.

En el sector de la calefacción/refrigeración el 10.1 % tiene origen renovable, de los

cuales el 16,40 % es de biomasa y el resto, de electricidad renovable y otras renovables no eléctricas.

El consumo de energía del sector del transporte, casi un tercio del consumo total

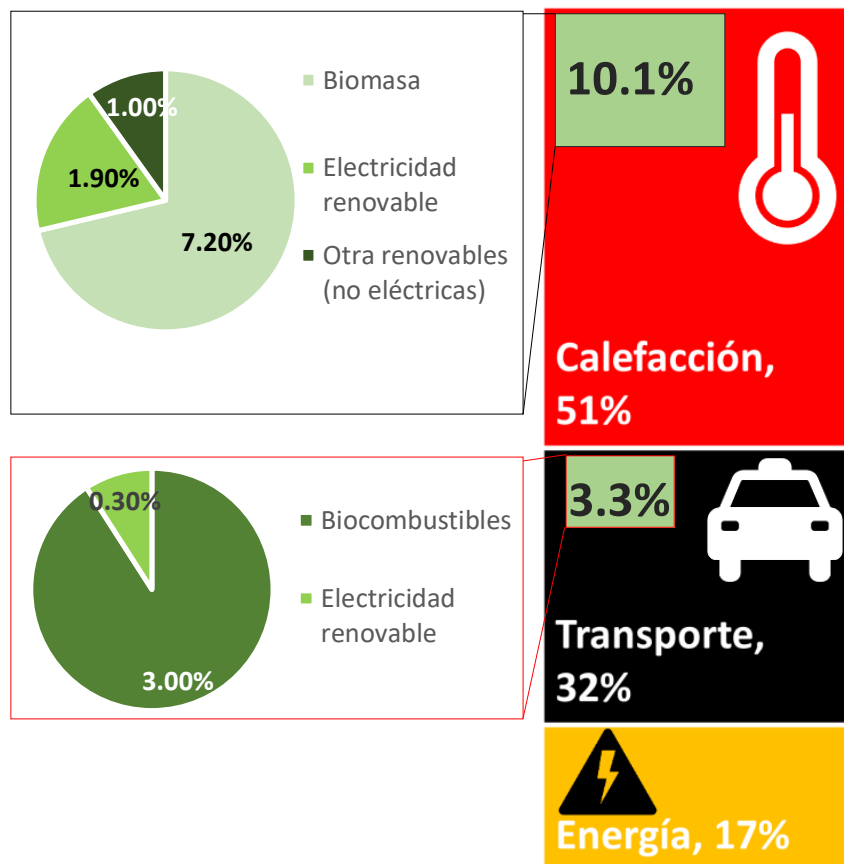


Figura 2.2: Energía renovable en el consumo total de energía final, sectores transporte y climatización. Fuente de datos:[201]. Elaboración propia

a nivel global, solamente el 3.3 % tiene origen renovable (3 % de Biocombustibles y 0,3 % de electricidad renovable). De todos los sectores, es el que representa un menor porcentaje de participación de renovables, ver Figura 2.2.

La electrificación de estos sectores críticos impulsará una mayor demanda de energía integrada con renovables. El sector del transporte residencial se sustituye por vehículos eléctricos (VE) y gran parte del sector de la calefacción por bombas

de calor.
IRENA, en su escenario más favorable para disminuir las emisiones un 70 % (Trans-

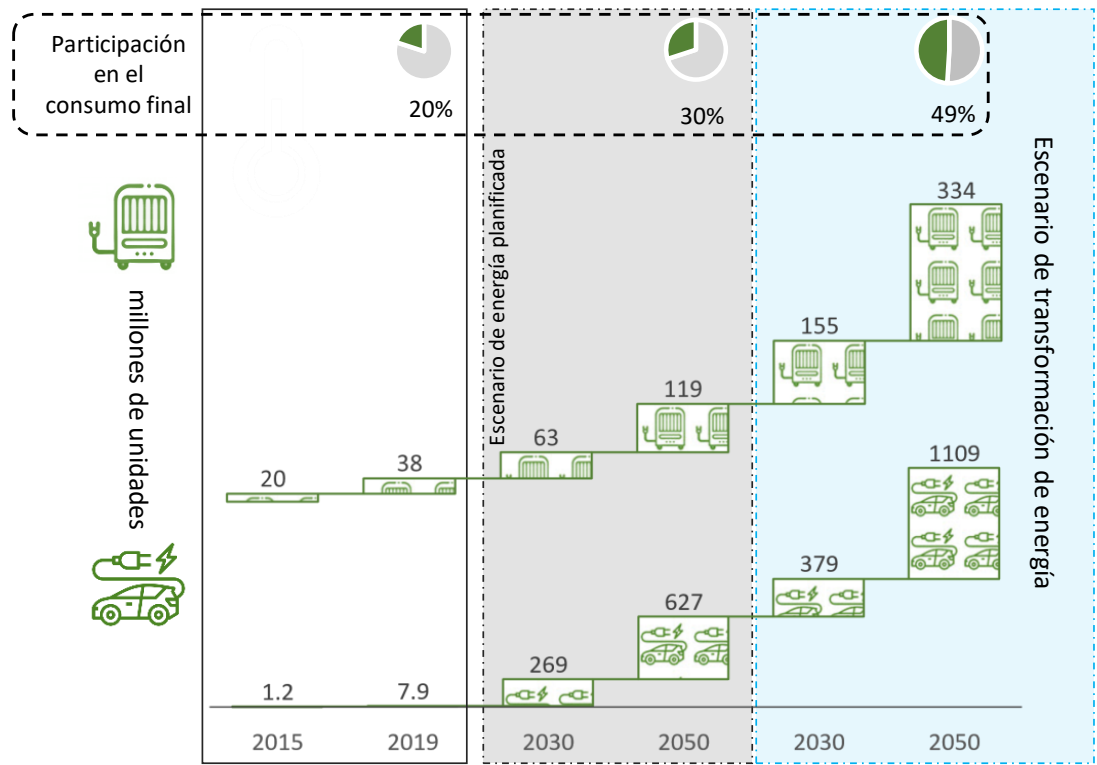


Figura 2.3: Participación de la electricidad en el consumo final. Evolución y proyección del sector del transporte y calefacción. Fuente de datos:[138]. Elaboración propia.

formación de energía), la participación en el consumo final tendría una variación de casi el 30 %, comparando el año 2019 con el 2050.
En el sector del transporte la cantidad de VE aumentará de 8 millones en el 2019 a más de 1,100 millones en el 2050.
Para la calefacción/refrigeración, las bombas de calor ofrecen ganancias de eficiencia, que van de dos a cuatro veces más altas que los sistemas convencionales. La cantidad de bombas de calor a instalar en el 2050 se deberían decuplicar con respecto al 2019, ver Figura 2.3.[138]

La sustitución de estas tecnologías de electrificación, muy eficientes, también trae consigo aumentos en la eficiencia energética, siendo esta otro de los pilares de la transición energética.

2.1.2. Trabajos relacionados con la electrificación

A continuación, se mostrarán algunos estudios enfocados en la electrificación de los sectores críticos, con diferentes objetivos: integración de las renovables, disminución de las emisiones de CO₂, costos, dependencia energética, políticas de integración etc.

En cuanto a la sustitución de los vehículos convencionales por el VE, el trabajo desarrollado por Szinai et al.,[222] en el año 2020, analiza la integración del VE en el estado de California, Estados Unidos, para el año 2025. Asegura, que la fusión VE más energías renovables, ayudarán a descarbonizar los sectores del transporte y electricidad simultáneamente. Valora el impacto en la red, con la gestión de carga de VE y concluye que las políticas actuales de carga no favorecen a ambos sectores. Propone cargas residenciales inteligentes nocturnas combinada con periodos de carga diurnos adicionales.

Li et al., [155] 2019, realizó un estudio de movilidad eléctrica en el Sudeste Asiático, donde intervenían la flota de pasajeros residenciales, autobuses y camiones. La evaluación se realizó con un modelo basado en cuatro indicadores(Disponibilidad, aplicabilidad, aceptabilidad y asequibilidad de la energía). Demostró que la adopción de VE, reduce el consumo de energía final y mejora la seguridad energética, siempre que la generación tenga origen renovable.

En el año 2018, Raugei et al.,[200], estudió hasta que punto los vehículos eléctricos, pueden contribuir a reducir la dependencia del Reino Unido de la energía primaria no renovable. La métrica clave analizada es la demanda de energía no renovable. Los resultados muestran que dicho indicador en un VE, es más bajo en aproximadamente un 34 % con respecto al de un vehículo con motor de combustión interna similar. Por lo tanto, con un cambio a una red eléctrica descarbonizada la reducción será menor.

Tabla 2.1: Trabajos relacionados con la electrificación del sector del transporte. Integración con energías renovables ($I_{(ER)}$), Reducción de CO_2 ($\downarrow\text{CO}_2$), Seguridad energética ($\uparrow\text{SE}$), Reducción de costos ($\downarrow\text{Co}$), Recargas de baterías(RB), Políticas de integración (PI)

Ref.	Año	Objetivos					
		$I_{(ER)}$	$\downarrow\text{CO}_2$	$\uparrow\text{SE}$	$\downarrow\text{Co}$	RB	PI
[181]	2015						
[35]							
[96]							
[114]							
[218]	2016						
[81]							
[160]							
[110]							
[243]	2017						
[140]							
[245]							
[200]	2018						
[106]							
[54]							
[155]	2019						
[55]							
[158]							
[252]							
[222]	2020						
[56]							

La reducción de emisiones, estudiada por Brice et al., [181] 2015, en el estado de Texas (Estados Unidos) demuestra la reducción sustancial de gases de efecto invernadero, dependen en gran medida del origen de la generación de electricidad, las comparaciones la realiza con VE alimentados con carbón, gas natural y energías renovables. Culmina resaltando que la integración de las renovables con el VE disminuyen las emisiones y aumenta la seguridad energética.

La tabla 2.1 muestra las investigaciones estudiadas con respecto al VE, observamos la evolución de la comunidad científica. En el año 2015, la principal preocupación era la integración renovable en la adopción del VE unido a la reducción de emisiones. En los últimos años ya es una realidad, la fusión VE+EERR es positivo con respecto al cambio climático, la reducción de emisiones y la seguridad energética, además, nos centramos en políticas de eficiencia e integración.

El remplazo de los equipos convencionales de calefacción/refrigeración por bombas de calor electrificadas con energías renovables es también un tema muy desarrollado por la comunidad científica, Amirkhiz et al., 2020 [42], presentó un estudio en Dinamarca donde usaba bombas de calor híbridas con una caldera de gas. El programa de funcionamiento óptimo demostró, que el uso de la caldera correspondía al 24 % y el resto con bomba de calor eléctrica generada a partir del viento.

Un sistema híbrido compuesto por una fachada de doble piel fotovoltaica (PV), acoplada a un sistema de bomba de calor fué desarrollado por Martin-Escudero et.al , [168] 2019, con el objetivo de proporcionar calefacción y agua caliente sanitaria. El costo de inversión se amortizaba aproximadamente en 6 años.

Vorushylo et al., [236] 2018 realizó un estudio en Irlanda, con el objetivo de electrificar el sector de la calefacción, mediante bombas de calor y calefacción eléctrica directa originada por el viento. Los resultados mostraron una disminución de las emisiones comparadas con el gas natural y petróleo. La ausencia de medidas políticas adecuadas, que respalden estas tecnologías, es una barrera para lograr los objetivos ambientales del país.

El uso a gran escala de bombas de calor, para la calefacción de espacios en edificios, puede contribuir a un ahorro significativo de energía primaria y emisiones de CO₂, en comparación con las calderas de gas natural. Alimentadas con energías renovables, las emisiones serían mucho menores. Estos resultados fueron obtenidos en el año 2015 por Duarte Carvalho et. al [66], con un caso de estudio en Portugal.

La tabla 2.2 muestra las investigaciones respecto a la sustitución, de tecnologías convencionales de calefacción por bombas de calor. La integración de las bombas de calor con las energías renovables, valida los resultados de esta tecnología, pero dada la variabilidad estacional muchos se decantan por sistemas híbridos.

Tabla 2.2: Trabajos relacionados con la electrificación del sector de la calefacción. Integración con energías renovables ($I_{(ER)}$), Reducción de CO_2 ($\downarrow\text{CO}_2$), Reducción de costos ($\downarrow\text{Co}$), Almacenamiento (Al), Sistemas híbridos (SI)

Ref.	Año	Objetivos				
		$I_{(ER)}$	$\downarrow\text{CO}_2$	$\downarrow\text{Co}$	Al	SI
[66]	2015					
[57]						
[72]	2016					
[197]						
[202]	2017					
[109]						
[63]						
[236]	2018					
[47]						
[59]						
[168]	2019					
[159]						
[60]						
[42]	2020					
[179]						
[95]						
[44]						

2.2. Energías renovables

La evolución del sector renovable global de la última década ha aumentado a un ritmo prácticamente exponencial, tanto en nuevos MW agregados a la capacidad total, como a la energía eléctrica generada por las instalaciones; destacando el sector eólico (tierra + mar) y el sector solar.

En el 2017, hubo un crecimiento del 74 %, en términos de capacidad instalada total, en comparación con el 2010 y no ha habido retroceso durante el siguiente período. La capacidad instalada total del sector eólico, aumentó de 181 GW en el 2010 a 515 GW en el 2017, con una tasa de crecimiento del 185 %. El sector solar

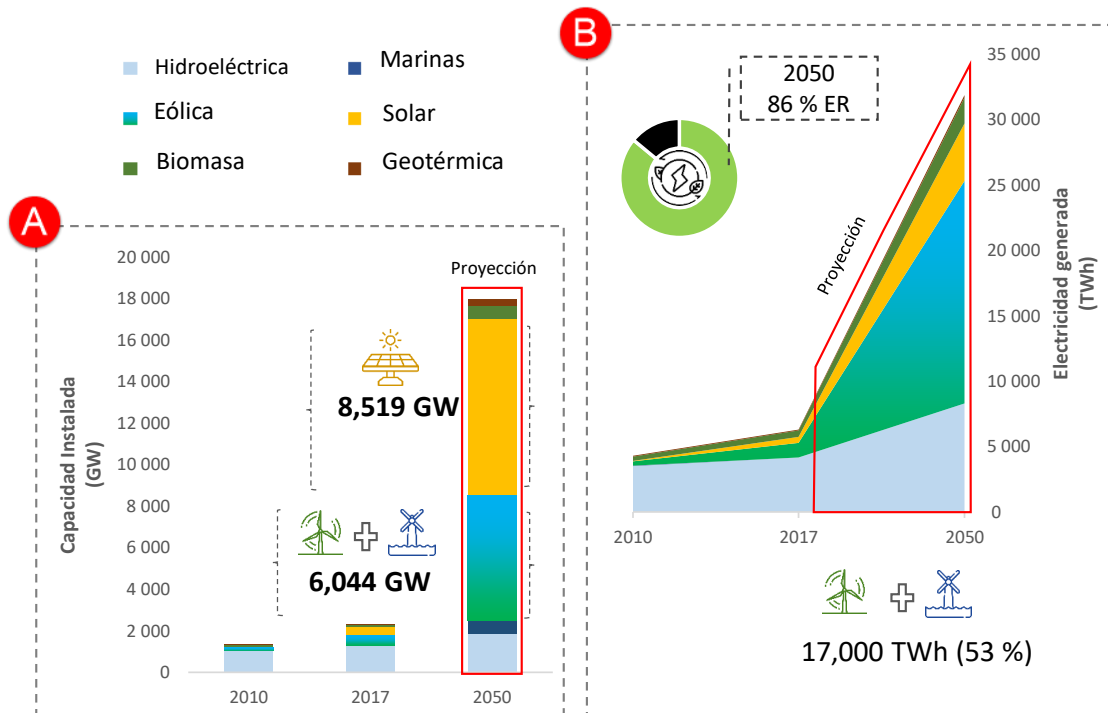


Figura 2.4: Evolución de la capacidad instalada^(A) y electricidad generada^(B) con origen renovable . Fuente de datos:[137]. Elaboración propia

durante el mismo período aumentó su capacidad total en 347 GW.

Se espera que esta tendencia creciente continúe en términos del número de proyectos de nuevas instalaciones. Se estima que para el 2050 la capacidad total instalada será de casi 18,000 GW, generando un aumento del 681 % con respecto a 2017. El sector eólico y solar continuará liderando las energías renovables con 6,044 GW y 8,519 GW respectivamente, ver Figura 2.4. [137]

Por otro lado, la generación de electricidad a partir de fuentes renovables ha aumentado en paralelo con la capacidad instalada y el tipo de tecnología. A partir del recurso solar en el 2017, se generaron 417 TWh, aumentando en casi 404 TWh en comparación con el 2010. El recurso eólico generó 1.134 TWh en el 2017, con una tasa de crecimiento en comparación con el 2010 del 232 %.

Las proyecciones son ambiciosas, según el escenario de transformación de la energía, se espera que para el 2050 el 86 % de la generación de electricidad tenga un origen renovable, siendo la contribución del recurso eólico a la combinación energética más del 50 % del total, ver Figura 2.4. [137]

2.3. Energía eólica

2.3.1. Estadísticas. Evolución y proyección

El despliegue de las energías renovables se ha acelerado en la última década, el sector eólico después de la energía hidroeléctrica, domina la industria de las energías renovables. La evolución del sector eólico global es ascendente, tanto en nuevos MW añadidos a la capacidad total como la energía eléctrica generada a partir de las instalaciones eólicas.

La capacidad eólica en tierra se ha incrementado un 320 %, sumando cerca de 475 GW en el periodo 2009-2019. 27 GW se han unido a la capacidad total marina durante el mismo periodo, elevando su capacidad global en más de 1000 %.

La capacidad eólica acumulada global en el 2019, incluyendo los dos tipos de tecnologías (tierra y mar) asciende a 650 GW. Se produjo un crecimiento del 10 % con respecto al año anterior. Las nuevas instalaciones añadidas superaron los 60 GW, representando un incremento del 19 % respecto al 2018 y un 9.23 % de la capacidad acumulada global. La electricidad anual generada se aproxima a los 1,445 TWh.

El mercado eólico marino superó la barrera de los 6 GW añadidos durante este periodo, el 10 % de las nuevas instalaciones globales, localizadas en el hemisferio norte. Europa lidera la clasificación con el 21.9 GW totales, 75.2 % de la capacidad total, cifra destacada por los parques eólicos marinos del mar del norte, 3.6 GW fueron añadidos en el 2019. Asia continua la clasificación con el 24.2 % del total y América del norte en tercera posición se mantiene sin cambios con respecto al 2018, 30 MW instalados, ver Figura 2.5.[101]

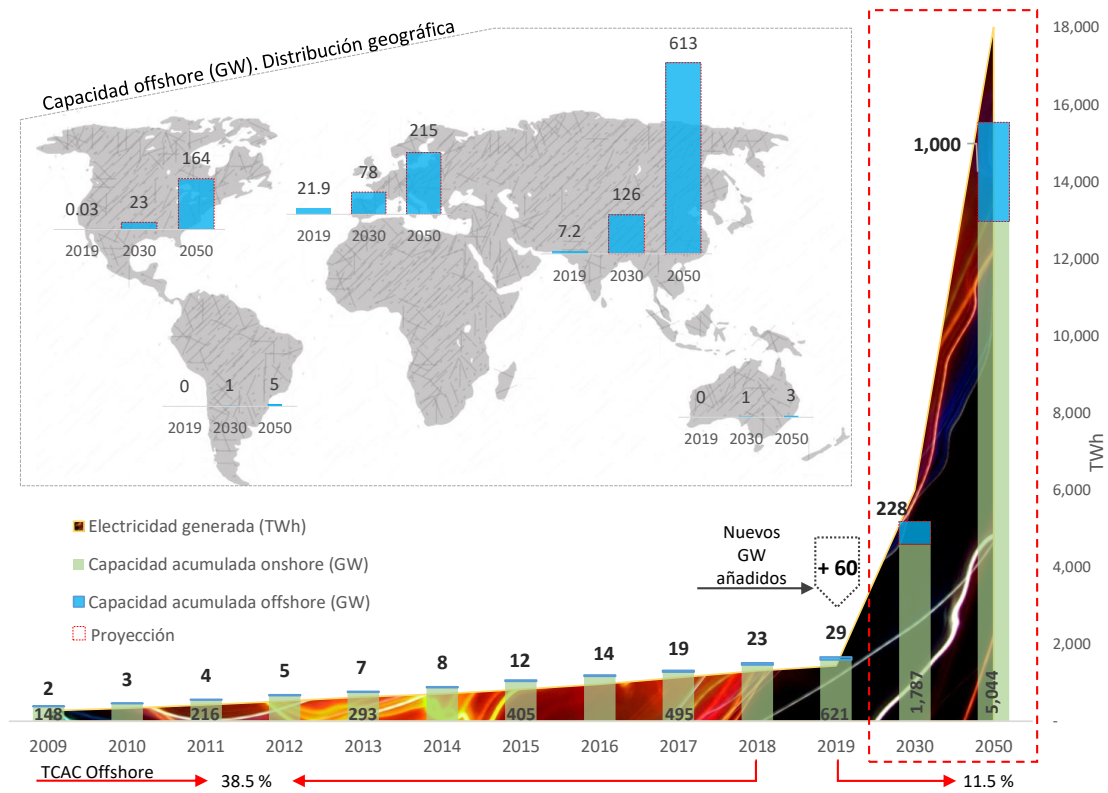


Figura 2.5: Evolución, situación actual y proyección del sector eólico. Fuente de datos:[101]. Elaboración propia

La tendencia alcista predomina en el sector eólico para las proyecciones de las próximas tres décadas. En los años 2030 y 2050, la capacidad total se triplica y decuplica respectivamente con respecto al año 2019. Se espera una generación eléctrica de más de 18,000 TWh.

El mercado eólico marino, con grandes mejoras tecnológicas [150, 83, 93], reducción de costes [219] y apoyado por organizaciones energéticas y gobiernos implicados en la descarbonización [189, 78, 89, 224], crecería significativamente. En el año 2030 aumentaría 10 veces su capacidad instalada (228 GW) y alcanzaría los 1,000 GW de capacidad para el año 2050, representando casi el 17 % de la capacidad eólica total (6,044 GW).

Este incremento refleja una Tasa de Crecimiento Anual Compuesto (TCAC) del 11.5 %, muy por debajo de su promedio histórico del 38.5 %, demostrando la factibilidad de la expansión de las instalaciones eólicas marinas.[135, 101]

El futuro de la eólica marina estará liderado por el continente asiático, con un despliegue de nuevas instalaciones de 126 GW (55 %) y 613 GW (62 %) para el 2030 y 2050. Este cambio importante está impulsado por China con 56 GW para el 2030 y 382 GW para el 2050. Europa permanecerá liderando 10 años más. América del norte, con Estados Unidos al frente crecerá de forma brusca con 23 GW para el 2030 y 164 GW para el 2050. Otros continentes, comienzan a visualizarse en los mapas eólicos, América del sur y Oceanía, ver Figura 2.5.[135, 101, 134]

Además del notable aumento de capacidad, hay que unir la repotenciación de las turbinas instaladas antes del 2010, que se reemplazarán con nuevos diseños tecnológicos a partir del 2030. La adición anual de capacidad eólica para el 2030 sería de 28 GW/año y para el 2050 45 GW/año, un aumento considerable frente a los 4.5 GW/año actuales.

2.3.2. Eólica marina

2.3.2.1. Tecnología

Los primeros aerogeneradores cerca de la costa fueron instalados en Dinamarca en el año 1991, parque eólico llamado Vindeby con 11 turbinas eólicas de 450 KW de potencia nominal a 2 km de la costa [183], desmantelado en el 2017.

Desde entonces, la tecnología no ha parado de crecer, tanto en dimensiones como en la potencia de salida nominal y el rendimiento. Durante el periodo 2010-2019, la altura total de los aerogeneradores ha aumentado de algo más de 100 m en el año 2010 a más de 200 m en el año 2019, la potencia nominal se ha incrementado un 70 % y el diámetro del rotor prácticamente se ha duplicado, ampliando así el área de barrido, ver Figura 2.6.[135]

2019 marcó un hito tecnológico para la eólica marina, al estar disponible comer-

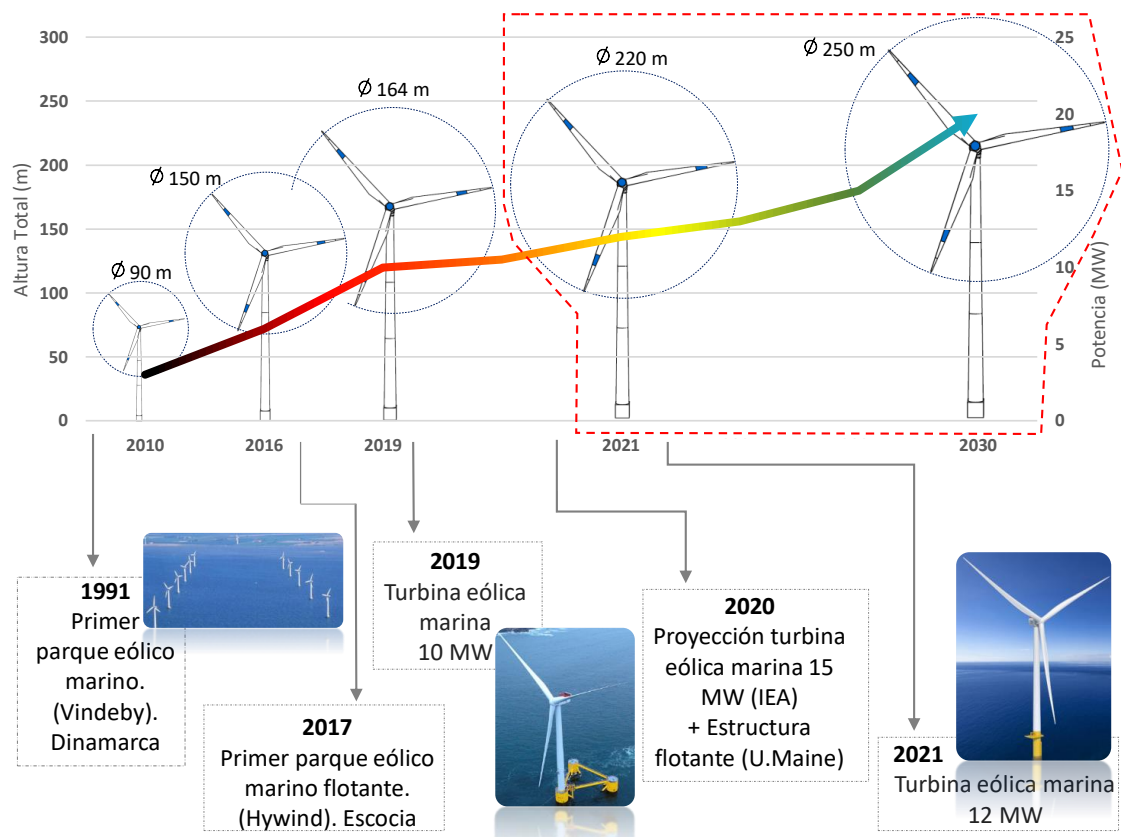


Figura 2.6: Evolución de la tecnología eólica marina. Fuente de datos:[135, 93, 234, 87]. Elaboración propia

cialmente el aerogenerador de 10 MW de potencia, de 164 metros de diámetro de rotor con un área de barrido de $21,124 \text{ m}^2$ [234]. Se espera para el año 2021, tener en el mercado el aerogenerador de 12 MW, Haliade-X, con un factor de capacidad del 63 %, 260 metros de altura y 220 metros de diámetro del rotor [87].

El sector continua trabajando en turbinas más grandes, entre 15MW y 20 MW para el 2030. Recientemente, IEA en su tarea 37, ha proyectado una turbina eólica marina de 15 MW, altura de la torre 150 metros y diámetro de rotor de 240 metros [93], actualmente se está desarrollando una estructura de soporte flotante semisumergible por la Universidad de Maine (EE. UU.), disponible para aguas profundas, ver Figura 2.6.

2.3.2.2. Cimentación

La mayor singularidad de los aerogeneradores marinos, con los terrestres, es la cimentación. Los terrestres relacionados con las propiedades geotécnicas y geofísicas del suelo y los marinos directamente relacionada con la profundidad de las aguas, el lecho marino y la altura de las olas entre otras [146, 246].

Las cimentaciones marinas se dividen en dos categorías: fijas y flotantes. Las fijas están ancladas en el suelo marino, las más comercializadas son: Monopilote, gravedad, jacket y tripode, ver Figura 2.7.

- Monopilote: Compuesto de tubos de acero con diámetro entre 3 y 8 metros con un peso de hasta 800 toneladas, insertado en el fondo marino, se utilizan en aguas poco profundas hasta 30 metros con suelos preferentemente no rocosos. La mayoría de los parques eólicos marinos actuales, utilizan esta cimentación [90] al estar situados en áreas poco profundas. Hasta el 2018, 3,854 turbinas marinas tenían esta plataforma, el 70 % de estas estaban situadas en instalaciones europeas [188].
- Gravedad: Construidas de hormigón armado, rellenas de grava o piedras, puede llegar a pesar hasta 1,400 toneladas. Se utiliza en aguas poco profundas, menos de 10 metros. A finales del 2018 casi 330 turbinas estaban soportadas por plataformas de gravedad [188]. El parque Vindeby, tenía este tipo de cimentación.
- Jacket: Hechas de acero, puede pesar hasta 500 toneladas con una altura de 45 metros. Idóneas para profundidades de 40 a 50 metros. El complejo proceso logístico y la instalación aumentan su costo [225].
- Trípode: Formada por una base triangular capaz de repartir las cargas por diferentes puntos, construidas de acero, 700 toneladas de peso y altura de 50 metros. Pueden ser utilizadas en aguas de más de 40 metros. El transporte es complejo, son las plataformas menos utilizadas en comparación con las anteriores. [225, 188]

Las flotantes, específicas para aguas profundas, han despertado el interés científico y comercial hace poco más de 10 años, la base conceptual fué desarrollada por el investigador William E. Heronemus, en 1972, Universidad de Massachusetts Amherst [153].

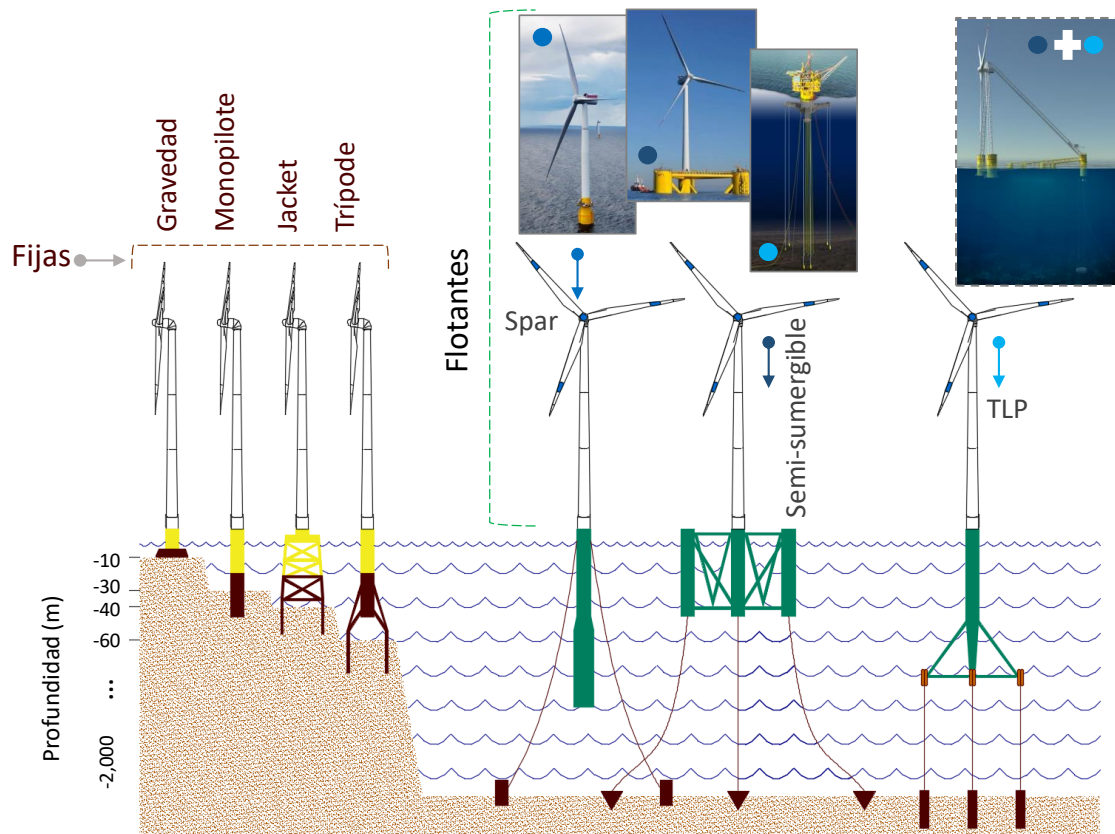


Figura 2.7: Cimentaciones marinas en el sector eólico. Fuente de datos:[153, 146]. Elaboración propia

A partir de ese momento e inspiradas en los conocimientos de plataformas petrolíferas, han surgido diferentes variantes: spar, semi-sumergible y TLP (*Tension-Leg Platform*), ver Figura 2.7.[246]

- Spar: Basada en un cilindro flotante, anclado al fondo oceánico por medio de cables. La instalación no alberga grandes dificultades, la existencia de movimientos lentos del mar no altera la estabilidad de la estructura, la posición

vertical y el amarre son independientes. Hywind , primer parque eólico flotante, utilizó esta plataforma.

- Semi-sumergible: Estructuras flotantes con cubiertas amplias, en la parte inferior presenta unos tanques flotantes de los cuales depende la altura sumergible de la estructura.
- TLP: Cada una de las esquinas de la plataforma tiene un cable vertical, prácticamente inelástico, anclado al fondo marino. Permite mantener la posición del rotor casi fijo, comparada con las dos anteriores, el movimiento es mucho mejor.

Nuevos parques eólicos marinos flotantes se encuentran en proyección: el *WindFloat Atlantic* de 30 MW en Portugal, *Kincardine* de 48 MW en Escocia, *Equinor* recibió la aprobación en el 2019 para construir un proyecto de 200 MW frente a las costas de las Islas Canarias, sería el mas grande del mundo de tipo flotante.[134]

Empresas y organizaciones del sector crean nuevas plataformas con el objetivo de acelerar el despliegue en aguas profundas: X1 Wind combina las ventajas de las tecnologías TLP y semi-sumergible con un diseño autoorientante disruptivo, reduce el peso y minimiza los costos de instalación y mantenimiento. [249]

2.3.2.3. Costos

Los proyectos de complejas infraestructuras, como las instalaciones eólicas marinas, requieren de un minucioso análisis económico y financiero. En el sector energético es muy frecuente utilizar el indicador LCOE para calcular el costo de la electricidad y comparar los resultados de diferentes tecnologías.

En el sector eólico marino, al igual que en otras tecnologías renovables, el LCOE debe ser usada con precaución. Su variabilidad depende de cada proyecto, tecnología y país. La influencia del desarrollo acelerado de la tecnología afecta tanto al costo inicial, como a los gastos de operaciones y mantenimiento. Las diferentes políticas nacionales de las regiones influye notablemente en las unidades monetarias por MWh. [166]

El calculo del LCOE involucra todos los costos del ciclo de vida de las instalaciones eólicas marinas así como la producción de energía anual.

Las variables claves de los costos son: CAPEX (*Capital expenditure*), OPEX (*Operational expenditures*) y DECEX (*Decommissioning expenditure*), ver figura 2.8.

El CAPEX, son los costos de inversión efectuados antes de la fecha operacional del parque eólico, representan aproximadamente el 70 % del total, incluyen la turbina, la torre, los cimientos, plataforma y la instalación eléctrica entre otros. La turbina representa el componente más elevado. En Europa estos costos son mayores que en China, porque el despliegue Chino se limita a aguas poco profundas con tecnología fija, mientras que en Europa la expansión con tecnología flotante es mayor.[135]

El OPEX, comprende todos los gastos incurridos después de la fecha de operación comercial, como los de operaciones y mantenimiento directo e indirecto.

El DECEX, son los gastos de desmantelamiento una vez que termina la vida útil de la instalación.

La ecuación 2.1 [141], muestra su cálculo detallado donde: I_t son los costos de inversión (CAPEX), M_t son los gastos en operaciones, mantenimiento y desmantelamiento (OPEX+DECEX), F_t es el gasto de combustible (en nuestro caso sería cero), todos para el año t y expresadas en unidades monetarias, E_t es la generación de electricidad en unidades de energía (kWh, MWh etc.), r es la tasa de descuento (%) y n la vida útil en años. El resultado se expresa en unidades monetarias entre unidades de energía.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2.1)$$

Indiscutiblemente, la reducción de este indicador es clave para la expansión eólica marina. El LCOE, en los mercados más jóvenes como en el pacífico asiático y América es mayor que en los mercados más maduros.

El promedio ponderado global del LCOE para la energía eólica marina en el 2018 fue de 0.126 USD/kWh, comparado con el 2010 resulta un decremento del 20 %.

A nivel regional Europa marcó una disminución del LCOE del 14 % entre el 2010

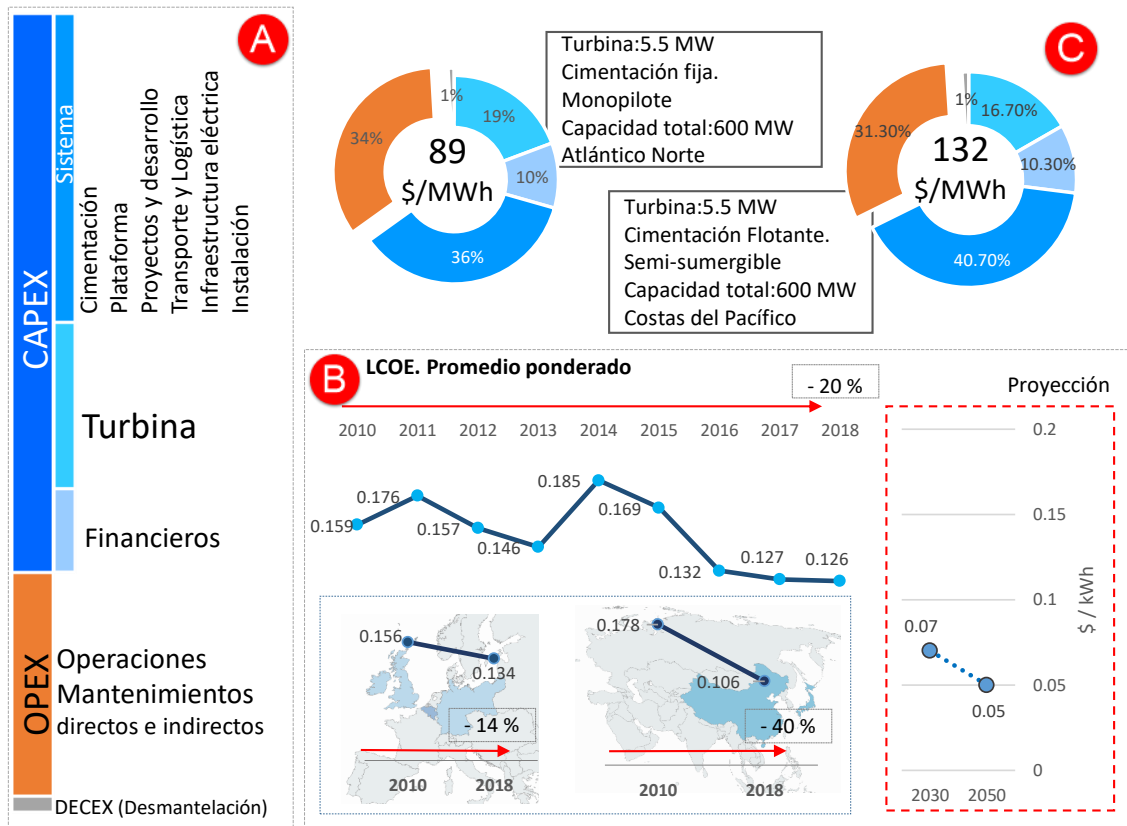


Figura 2.8: Costos asociados a parque eólicos marinos^(A). LCOE.Promedio ponderado^(B). Estudio de LCOE^(C). Fuente de datos:[135, 136, 178]. Elaboración propia

y 2018, el país más representativo es Bélgica con un 28 %, seguidos de Alemania y Reino Unido con disminuciones de 24 % y 14 % respectivamente.

En Asia el decremento fué del 40 % en el mismo periodo, impulsado por China, sin embargo Japón, nuevo en este mercado tiene un LCOE algo elevado (0.2 USD/kWh). Las proyecciones globales para el 2030 alcanzan un rango entre 0.05 y 0.09 USD/kWh y para el 2050 entre 0.03 y 0.07 USD/kWh, ver Figura 2.8.[136]

El laboratorio nacional de energía renovables de Estados Unidos, realizó recientemente un estudio para actualizar el LCOE de la energía eólica con cimentación fija y flotante de Estados Unidos, se basó en instalaciones actuales localizadas en el atlántico norte para la cimentación fija y en las costas del pacífico para la cimenta-

ción flotante. Ambas con una capacidad instalada de 600 MW. [178]

En ambas cimentaciones la tendencia es descendente con respecto al 2010, el CAPEX representa el mayor costo. Para la cimentación fija: la turbina el 19.3 %, la infraestructura eléctrica el 16.8 % y la cimentación el 10 %. En la flotante: la turbina el 16.7 %, la infraestructura eléctrica el 12.8 % y la cimentación el 18,5 %.

El rango de sensibilidad variable oscila entre el 83 y el 176 \$/MWh influenciado fundamentalmente por la variación del CAPEX (2,470-6,500 \$/kW), ver Figura 2.8.

2.3.3. Factores en la localización de emplazamientos óptimos

La ubicación óptima de emplazamientos eólicos, está asociada a un grupo de factores que garantizan la máxima producción de la instalación, con los menores costos asociados, asegurando la rentabilidad.

Una propuesta de categorización de estos factores según su tipología, se publicó por la autora de esta tesis doctoral y otros autores, a partir del estudio de 75 investigaciones seleccionadas.[99]

Las categorías propuestas son: Climática, Geográfica, Socio-ambiental, Localización, Económica y Política.

Las tablas A.1–A.6 del apéndice A.1 muestran los factores por categoría y su descripción.

No todos los factores se aplican en todos los estudios, hay factores obvios que son exclusivos para parques eólicos en tierra (orográficos, capacidad agrológica, efecto estroboscópico etc.) y otros para parques eólicos en mar (oceanográficos, rutas marítimas, distancia a puerto, etc). La selección de unos u otros depende fundamentalmente de la zona de estudio, el marco regulatorio de ese país y los objetivos del proyecto.

A continuación repasamos algunas bibliografías donde observaremos las diferencias en los factores aplicados en instalaciones en tierra y mar. La totalidad de referencias por cada factor y su porcentaje de incidencia en instalaciones terrestres y marinas se resume en las tablas 2.3-2.8 (color de las celdas:verde-eólica terrestre, azul-eólica marina.

Tabla 2.3: Referencias de factores de la categoría Climática (C_1).

Factor	Referencias	%
Velocidad del viento ($F_{1,1}$)	[199, 226, 50, 139, 223, 167, 231, 104, 102, 207, 251, 211, 49, 227, 239, 152, 186, 112, 208, 209, 70, 206, 235, 53, 145, 161, 84, 51, 240, 79, 220, 41]	94
	[187, 237, 45, 67, 244, 69, 91, 248, 148, 149, 74, 232, 196, 250, 103, 172, 230, 175, 176, 169, 147, 193, 213, 48, 212, 37, 171, 217, 163, 94, 233, 142, 100, 170, 182, 216, 210]	91
Densidad de potencia ($F_{1,2}$)	[40, 251, 70, 203]	12
	[165, 244, 248, 148, 149, 74, 176, 147, 113, 233, 182, 164]	29
Dirección del viento ($F_{1,3}$)	[226, 211]	6
	[187, 169, 193, 48, 94, 233]	15
Tiempo efectivo ($F_{1,4}$)	[167, 40, 251]	9
	[244, 248, 94, 216]	10
Disponibilidad de datos ($F_{1,5}$)	[220]	3
Turbulencia ($F_{1,6}$)	[40]	3
	[248, 193, 210]	7
Periodos de heladas ($F_{1,7}$)	[79]	3
Desastres naturales ($F_{1,8}$)	[70, 203, 145, 161]	12
	[248, 148]	5
Densidad del aire ($F_{1,9}$)	[199, 235, 51, 79, 220]	15
	[48]	2

Tabla 2.4: Referencias de factores de la categoría Geográfica (C_2).

Factor	Referencias	%
Pendiente ($F_{2,1}$)	[199, 223, 167, 231, 104, 40, 211, 207, 152, 49, 209, 112, 208, 186, 70, 235, 206, 145, 161, 51, 84, 41, 240, 220]	71
Altitud ($F_{2,2}$)	[199, 231, 211, 49, 209, 186, 235, 145, 51, 84, 41, 79, 220]	13
Tipo de terreno ($F_{2,3}$)	[223, 139, 231, 40, 102, 112, 51, 79]	24
	[165, 187, 67, 248, 148, 175, 213, 163, 142, 82]	24
Rugosidad ($F_{2,4}$)	[207, 208, 186, 41, 220]	15
Área ($F_{2,5}$)	[220]	3
	[149, 169, 212, 37, 171, 217, 163, 94, 142, 82, 100, 182, 216]	32
Profundidad del agua ($F_{2,6}$)	[165, 187, 237, 67, 244, 69, 91, 248, 148, 149, 232, 196, 250, 103, 172, 230, 175, 176, 169, 193, 213, 212, 37, 217, 163, 94, 233, 142, 100, 182, 164, 216, 210]	80
Altura olas ($F_{2,7}$)	[244, 91, 248, 148, 74, 196, 213, 217, 142, 100, 216]	27
Calidad del agua ($F_{2,8}$)	[149, 100]	5

En el año 2010, Leda-Ioanna Tegou [223], realiza un estudio para la selección óptima de instalaciones eólicas terrestres en la isla de Lesbos, Grecia. Utiliza la velocidad del viento de 4 m/s como limitante, para aceptar una zona o no, dentro de la categoría Climática. En la categoría Geográfica, valida las zonas con pendiente

inferior al 30 % y valora el tipo de terreno. La categoría Socio-ambiental y de Localización son valoradas por la legislación del país. Establece distancias mínimas para instalaciones eólicas, como sitios arqueológicos y monasterios (500 m), distancia a los asentamientos clasificados según el nivel de población (entre 500 y 1500 m), el impacto visual, así como la prohibición en zonas protegidas de bosques, hábitat de especies de aves etc. Las distancias al punto de conexión y carreteras son estudiados descartando zonas superior a 2500 km. La demanda de electricidad es calculada por sectores. La categoría económica es analizada por el valor de la tierra, donde interviene el uso de la tierra y distancias a límites territoriales y carreteras.

Tabla 2.5: Referencias de factores de la categoría Socio-ambiental (C_3).

Factor	Referencias	%
Áreas protegidas ($F_{3,1}$)	[199, 223, 50, 139, 167, 104, 40, 211, 207, 227, 152, 49, 112, 208, 186, 206, 51, 84, 41, 240, 79, 220]	65
	[165, 187, 67, 69, 91, 148, 149, 74, 232, 103, 172, 230, 176, 147, 213, 212, 37, 171, 113, 217, 163, 94, 233, 142, 82, 100, 182, 164, 216, 210]	73
Capacidad agrológica ($F_{3,2}$)	[226, 223, 104, 207, 112, 208, 235, 145, 220]	26
Impacto visual ($F_{3,3}$)	[199, 223, 231, 251, 145, 79, 220]	21
	[148, 172, 230, 171, 113, 82, 182]	17
Reducción de emisiones ($F_{3,4}$)	[251, 70, 161]	9
	[248, 250, 175]	7
Efecto estroboscópico ($F_{3,5}$)	[145]	3
Dependencia energética ($F_{3,6}$)	[251, 70]	6
Ruido ($F_{3,7}$)	[199, 50, 231, 251, 53, 145, 79, 220]	24
	[91]	2
Población ($F_{3,8}$)	[226, 139, 102, 203]	12
	[82, 170]	5
Demanda de energía ($F_{3,9}$)	[223, 40, 211]	9
	[230, 212, 113]	7
Uso de la tierra ($F_{3,10}$)	[226, 223, 104, 102, 152, 209, 235, 206, 41, 79, 203, 220]	35
Impacto en la flora y la fauna ($F_{3,11}$)	[50, 231, 102, 251, 227, 239, 112, 70, 145, 51, 79, 220]	35
	[187, 91, 248, 148, 149, 74, 196, 250, 103, 172, 230, 176, 147, 213, 171, 113, 217, 163, 100, 170, 182, 164]	54
Rutas marítimas ($F_{3,12}$)	[165, 187, 45, 67, 244, 248, 148, 149, 74, 232, 250, 103, 172, 230, 147, 213, 212, 37, 171, 113, 217, 163, 94, 142, 170, 182, 164, 216]	68
Zonas de pesca ($F_{3,13}$)	[165, 67, 244, 148, 149, 103, 172, 147, 213, 212, 37, 217, 94, 142, 170, 164]	39

Un estudio realizado en Arabia Saudí en el año 2017 [235], con el objetivo de localizar ubicaciones óptimas en tierra, incluye la velocidad del viento limitante a 5

m/s. Valora las distancias, en la categoría de Localización, a carreteras y punto de conexión menores a 10,000 m, zonas urbanas mayores a 500 m y aeropuertos mayores a 2500 m. No aplica criterios Socio-ambientales, los propone como trabajo futuro.

Tabla 2.6: Referencias de factores de la categoría de Localización (C_4).

Factor	Referencias	%
D. carreteras ($F_{4,1}$)	[139, 231, 104, 40, 102, 211, 207, 227, 152, 239, 49, 209, 112, 208, 186, 70, 206, 53, 145, 161, 51, 84, 41, 240, 79, 220]	76
D. otras plantas eólicas ($F_{4,2}$)	[227]	3
	[67, 69, 232, 172, 230, 175, 213]	17
D. líneas de transmisión ($F_{4,3}$)	[199, 226, 139, 102, 207, 227, 49, 209, 112, 208, 235, 206, 145, 161, 84, 41, 79]	30
D. zonas urbanas ($F_{4,4}$)	[199, 226, 223, 50, 139, 167, 104, 40, 102, 211, 207, 251, 227, 152, 239, 49, 209, 112, 208, 186, 235, 206, 53, 51, 84, 41, 240, 79, 220]	85
	[187, 82]	5
D. zonas militares o industriales ($F_{4,5}$)	[227, 84]	6
	[165, 187, 45, 67, 69, 148, 149, 232, 103, 172, 230, 147, 213, 212, 171, 113, 217, 163, 94, 142, 216]	51
D. red ferroviaria ($F_{4,6}$)	[199, 104, 49, 112, 186, 235, 206, 84]	24
D. puertos ($F_{4,7}$)	[227, 235]	6
	[165, 187, 67, 244, 248, 149, 74, 232, 103, 175, 233, 142]	29
D. aeropuertos ($F_{4,8}$)	[199, 223, 50, 104, 102, 211, 207, 227, 49, 209, 208, 186, 53, 51, 84, 41, 79]	50
	[45, 212, 163]	7
D. acoplamiento eléctrico ($F_{4,9}$)	[226, 223, 231, 211, 207, 251, 227, 239, 112, 208, 186, 70, 235, 206, 53, 161, 51, 84, 240, 79, 203, 220]	65
	[165, 237, 67, 69, 91, 248, 148, 149, 74, 232, 103, 175, 147, 163, 142, 170, 164, 216]	44
Zonas ocio o históricas ($F_{4,10}$)	[223, 139, 251, 227, 152, 239, 112, 186, 206, 84]	29
	[187, 67, 69, 148, 103, 212, 163, 82]	20
D. a fuentes de agua ($F_{4,11}$)	[226, 223, 104, 102, 211, 227, 152, 49, 112, 186, 206, 51, 84, 41, 240]	44
D. cables, tuberías ($F_{4,12}$)	[165, 187, 45, 67, 103, 213, 171, 113, 94, 142, 182, 164]	29
D. tierra ($F_{4,13}$)	[165, 187, 237, 45, 67, 69, 91, 248, 148, 149, 74, 232, 196, 250, 103, 172, 175, 213, 212, 37, 171, 94, 233, 82, 170, 210]	63
D. otros puntos ($F_{4,14}$)	[187]	2

La alta penetración del sector eólico terrestres en Estados Unidos, comienza a despertar el interés de los investigadores en la participación eólica marina en sus costas. Blaise Sheridan en 2012 [217], calcula el potencial eólico marino en la costa de Maryland, un estado costero del Atlántico. La velocidad del viento, principal factor para el calculo del potencial eólico. Dentro de la categoría Geográfica intervienen;

la batimetría, la altura de las olas, el área y el tipo de terreno para valorar el tipo de cimentación. La categoría socio-ambiental, muy importante para el estudio, tiene en cuenta las zonas protegidas por el impacto en la flora y la fauna, así como las rutas marítimas y las zonas de pesca. Las distancias o existencia a zonas militares u otras industrias, a puertos, a puntos de conexión eléctrica y cables sumergidos son valorados en la categoría de Localización. La capacidad instalada y la energía vertida a la red son tenidos en cuenta, pero no incluye un análisis económico.

Tabla 2.7: Referencias de factores de la categoría Económica (C_5).

Factor	Referencias	%
Precio de venta de energía ($F_{5,1}$)	[199, 104, 211, 70]	12
	[248, 196, 212, 37, 171, 113, 216, 210]	20
Generación de energía ($F_{5,2}$)	[199, 226, 167, 104, 211, 251, 49, 70, 240]	26
	[67, 69, 91, 248, 148, 196, 212, 113, 217, 216, 210]	27
CAPEX ($F_{5,3}$)	[199, 104, 211, 251, 70, 161, 203, 220]	24
	[67, 69, 91, 248, 148, 196, 250, 172, 175, 176, 193, 213, 212, 37, 171, 113, 142, 216, 210]	46
VAN ($F_{5,4}$)	[251]	3
	[248, 147, 216, 210]	10
TIR ($F_{5,5}$)	[251]	3
	[248, 216]	5
Payback ($F_{5,6}$)	[251, 70]	6
	[248, 148, 113, 216]	10
Interés de prestamos ($F_{5,7}$)	[104, 251]	6
	[67, 244, 69, 196, 250, 172, 175, 176, 169, 147, 193, 213, 212, 37, 171, 113, 217, 94, 164, 210]	49
Capacidad instalada ($F_{5,8}$)	[70]	3
	[45, 212, 163]	7
OPEX ($F_{5,9}$)	[199, 223, 231, 104, 70, 161, 240, 79, 203, 220]	29
	[67, 69, 91, 248, 148, 196, 250, 172, 175, 176, 213, 212, 37, 171, 113, 142, 216, 210]	44
Estabilidad de voltaje ($F_{5,10}$)	[70]	3
	[248]	2
Contribución económica ($F_{5,11}$)	[70, 203, 220]	9
	[91, 232, 196]	7
DECEX ($F_{5,12}$)	[175, 193, 212, 216]	10

Jompob Waewsak, 2015 [237] presentó un estudio del potencial eólico en el Golfo de Tailandia, el análisis de la velocidad del viento lo realiza a diferentes alturas de 28 torres meteorológicas. En la selección de áreas potenciales interviene la batime-

tría, la distancia al punto de conexión eléctrica y la distancia a tierra. No incluye factores socio-ambientales aunque analiza la posible generación de electricidad con la reducción de emisiones que conlleva.

Joerg Schweizer 2016 [216], presentó un estudio con la inclusión de factores económicos (CAPEX,OPEX,VAN,TIR etc), con el propósito de demostrar las posibilidades técnicas, ambientales y financieras del despliegue eólico marino en el norte del mar Adriático, a pesar de los discretos valores de velocidad del viento, aproximadamente 6 m/s, comparado con otras zonas marinas.

Tabla 2.8: Referencias de factores de la categoría Política (C_6).

Factor	Referencias	%
Incentivos ($F_{6,1}$)	[104, 70]	6
	[248, 250]	5
Impuestos ($F_{6,2}$)	[104, 70]	6
Medidas políticas ($F_{6,3}$)	[251, 70, 220]	9
	[91]	2

Las estadísticas, demuestran que el factor más relevante, como se esperaba, es la Velocidad del viento ($F_{1,1}$), directamente proporcional a la existencia de las plantas eólicas. En ambas tecnologías destacan factores relacionados con la geografía del lugar; como Pendiente ($F_{2,1}$) y Altitud ($F_{2,2}$) en instalaciones terrestres, y Profundidad de agua ($F_{2,6}$) en marinas.

Los factores ambientales y de localización restrictivos coinciden con ambas tecnologías, como las Áreas protegidas ($F_{3,1}$), así como las áreas que son directamente incompatibles con este tipo de instalaciones. Además, la Distancia al punto de conexión ($F_{4,9}$) es un factor notable debido al objetivo de minimizar los costos y las pérdidas de energía. Entre los factores determinantes de las ubicaciones óptimas marinas, la existencia de tres factores de la categoría económica; costo de infraestructura-CAPEX ($F_{5,3}$), capacidad instalada ($F_{5,8}$) y explotación-OPEX ($F_{5,9}$). La ausencia de estos factores también se destacan en los procesos de ubicación óptima en tierra.

Además, el factor Distancia a la costa ($F_{4,13}$) se propuso en 26 publicaciones, el 63 % del total de las obras en alta mar. Es importante tener en cuenta que la ma-

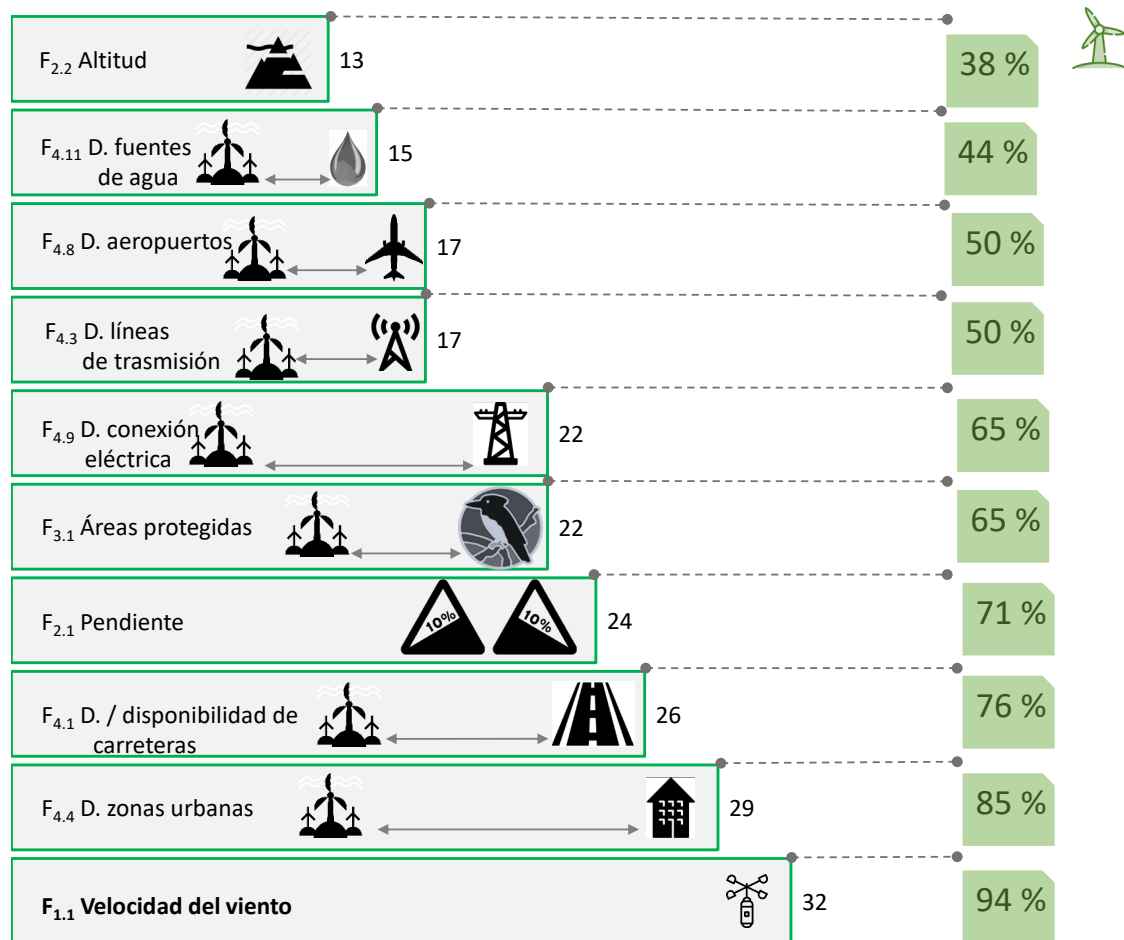


Figura 2.9: Factores relevantes para metodologías de localización óptima de plantas eólicas terrestres. Fuente de datos:[99]. Elaboración propia.

yoría de los países desarrollados incorporan distancias restrictivas para las plantas marinos, por lo que se involucran algunos factores como el impacto visual, conflictos con otras actividades industriales o turísticas.

Los factores determinantes de ambas tecnologías se muestran en las figuras 2.9 y 2.10. Los porcentajes, proporcionan la relevancia relativa de dichos factores para la tecnología correspondiente, en términos del número de contribuciones en las que se considera cada factor para la estimación de la ubicación óptima.

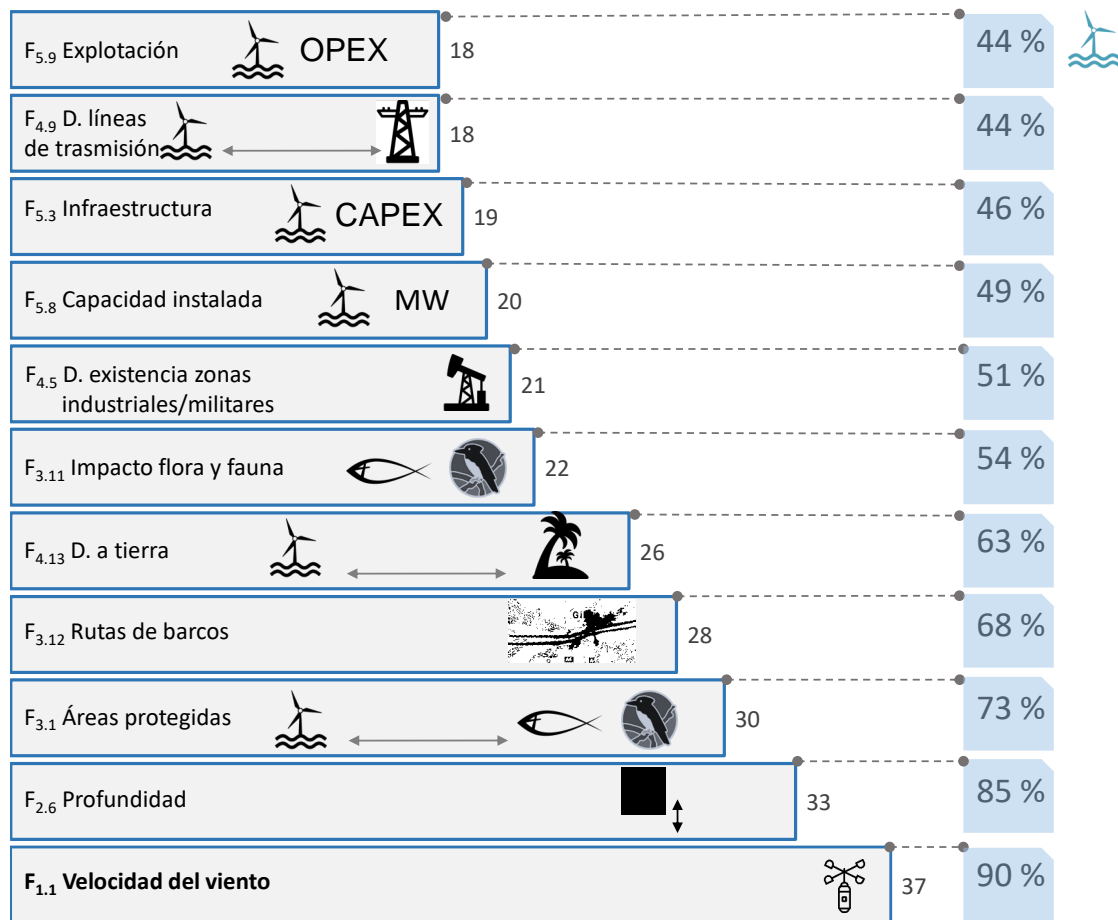


Figura 2.10: Factores relevantes para metodologías de localización óptima de plantas eólicas marinas. Fuente de datos:[99]. Elaboración propia.

2.3.4. Barreras del sector eólico

A pesar del avance exponencial de esta industria en la última década, existen barreras a vencer para cumplir con las expectativas y planes del sector. Las podemos categorizar en cinco grupos: aprovechamiento del recurso eólico, tecnológicas, integración, económicas y sociales, ambientales y educativas.

2.3.4.1. Aprovechamiento del recurso eólico

Los modelos actuales de diseños de parques eólicos, con frecuencia, conducen a predicciones erróneas de producción de energía y, por lo tanto, incertidumbre en el rendimiento y viabilidad de parques eólicos, lo que origina grandes pérdidas financieras.

Organizaciones y empresas del sector, universidades e investigadores trabajan con el objetivo de desarrollar nuevas metodologías de optimización en la selección y evaluación de emplazamientos. *IEA Wind*, con la colaboración de 10 países, en la tarea 31 (*Wakebench*) [124] desarrolla un sistema de verificación y validación para mejorar los modelos de parques eólicos, cuantificación de incertidumbre y procedimientos enfocados a las buenas practicas.

Uno de los proyectos principales es la creación de un nuevo atlas eólico europeo [29], basado en los modelos optimizados de flujo atmosférico, series de datos de largo plazo y las buenas practicas con resultados de alta resolución espacial. Cubre todo el continente europeo y zonas marítimas de 100 km además del mar del Norte y Báltico.

Otra limitante importante relacionada con el aprovechamiento del recurso eólico son las dificultades relacionadas con las mediciones del propio recurso eólico, para mitigarlo *IEA Wind* con la colaboración de 13 países, presenta la tarea 32. (*Wind Lidar Systems for Wind Energy Deployment*), donde provee de una tecnología remota como alternativa a las técnicas de medición tradicionales. Incluye varias aplicaciones; evaluación de sitios, control y carga, rendimiento etc. Se estudian mediciones tanto en tierra como en mar. [125]

Igual de importante es conocer el pasado del recurso eólico como los pronósticos futuros para predecir la energía eólica, en este concepto *IEA Wind* con la participación de 13 países, incluye la tarea 36. (*Forecasting for wind energy*) donde se investiga y mejoran los modelos de predicción numérica, se analizan la incertidumbre de modelos y se optimizan los procesos de pronósticos. [127]

2.3.4.2. Tecnológicas

Las empresas tecnológicas del sector han logrado cambios significativos en los modelos de aerogeneradores tanto terrestres como marítimos; desde el diámetro del rotor, la altura del buje y potencia, hasta las investigaciones de aerogeneradores para climas muy fríos, como es el caso de la tarea 19 (*Wind energy in cold climates*) de *IEA Wind*, con la participación de 11 países, demostrando la posibilidad de expansión a gran escala de parques eólicos en este tipo de clima de manera viable y con el aprovechamiento del recurso eólico elevado de la zona.[117]

En la actualidad y enfocados al futuro, existen investigaciones en cuanto a la mejora continua de modelos de aerogeneradores terrestres y marinos.

IEA Wind en la tarea 29 (*Analysis of wind tunnel measurements and improvement of aerodynamic models*), con la participación de 9 países, trabaja con el objetivo de mejorar y validar modelos aerodinámicos en climas de alta turbulencia y los efectos aeroelásticos. Las mediciones se realizarán en turbinas a tamaño real evitando el escalado de datos.[122]

Con respecto a los aerogeneradores marítimos, *IEA Wind* en la tarea 30 (*Comparison, Collaboration, Continued, with Correlation and unCertainty (OC6)*), que culmina en el 2022 con la participación de 13 países, trabaja en la optimización de modelos eólicos marinos, validando la influencia de cargas hidrodinámicas, la capacidad aerodinámica bajo la acción del movimiento etc. con el objetivo de adaptarlos a condiciones físicas reales tanto para sistemas flotantes como de estructura fija.[123]

La tarea 37 de *IEA WIND*, con la colaboración de NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) , DTU (*Technical University of Denmark*) y *University of Maine* (UMaine), han culminado con el diseño de un aerogenerador marítimo de 15MW.[116]

Una preocupación social en cuanto a la energía eólica es el impacto del nivel de ruido de los aerogeneradores, con el objetivo de minimizarlos, *IEA Wind* ha creado una nueva tarea que comienza su andadura en el 2018, tarea 39 (*Quiet Wind Turbine Technology*), las funciones principales son la creación de estándares internacionales,

en las regulaciones del nivel de ruido para aumentar la efectividad de la tecnología de aerogeneradores silenciosos.[128]

Existen aerogeneradores orientados a barlovento (*upwind*) y a sotavento (*downwind*), el modelo más estandarizado es a barlovento, *IEA Wind* en su tarea 40 (*Downwind turbine technologies*) investiga los beneficios de este tipo de aerogeneradores y su aplicación en áreas de fuertes vientos.[129]

2.3.4.3. Integración

La integración de la energía eólica al sistema eléctrico mundial es una tarea prioritaria para alcanzar los objetivos esperados del recurso eólico.

IEA Wind, en la tarea 25 (*Power Systems with Large Amounts of Wind Power*), con la participación de 17 países, analiza y desarrolla una metodología para evaluar el impacto de la energía eólica en los sistemas de energía, conjuntamente lleva a cabo casos de integración en la red con sistemas integrados de diferentes combinaciones de energías renovables eólico-fotovoltaico.[119]

Resaltan la necesidad de opciones de almacenamiento para ayudar a las tareas de equilibrio en el sistema eléctrico.[118]

2.3.4.4. Económicas

La evolución de los costos del sector eólico se han reducido paralelamente con el desarrollo tecnológico. *IEA Wind*, en la ya culminada tarea 26 (*Cost of wind*), proporciona información sobre el costo de la energía eólica para comprender las tendencias pasadas, presentes y ayudar a anticipar las tendencias futuras.[120]

2.3.4.5. Sociales, ambientales y educativas

La aceptación social y los efectos ambientales de la energía eólica son barreras importantes en el desarrollo de proyectos de energía eólica, ya que disminuye el despliegue planificado de parques ya sean terrestres o marítimos.

IEA Wind, en la tarea 28 (*Social acceptance of wind energy projects*), con la participación de 8 países, trabaja en la creación de conocimiento, elaboración de

procesos regulatorios y regímenes de consentimiento para promover la aceptación social, dando prioridad a la aceptación social de los parques eólicos marinos.[121]

La tarea 34 de *IEA Wind (WREN- Working together to resolve enviromental effects of wind energy)* tiene como objetivo, mostrar en diferentes tecnologías de información el desarrollo continuo de publicaciones científicas relacionadas con la reducción de impactos en la fauna, tanto en instalaciones terrestres como marítimas. Otra iniciativa es la creación de WREN Hub, que contiene una recopilación de información sobre estructuras regulatorias, efectos ambientales y estrategias para mitigar y minimizar los impactos ambientales etc.[126]

Capítulo 3

MARCO METODOLÓGICO. MODELO DE CONVERSIÓN ENERGÉTICA

RESUMEN: Este capítulo proyecta el **núcleo** de este trabajo de investigación.

Formula un **modelo matricial** de conversión energética, donde convergen la participación de la electricidad en el consumo final y la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, ensambla la **transición energética** con la **tecnología eólica marina**.

El modelo procesa la información utilizando diferentes métodos y aplicaciones informáticas, entre ellas destacan:

- Los **Sistemas de Información Geográfica** para tratar la información espacial.
- Aplicación informática **especializada en la planificación de instalaciones eólicas**, para el análisis estadístico descriptivo del recurso eólico así como los cálculos de generación eléctrica.
- **Métodos de toma de decisión multicriterio** para la valoración de alternativas.

3.1. Modelo de Conversión energética

3.1.1. Introducción al Modelo de Conversión

El **modelo de conversión energética** propone una transición de fuentes de energía no renovables, utilizadas en los **sectores críticos** (transporte + calefacción), a una solución tecnológica renovable, basada en el primer pilar de la **transición energética**: la **electrificación**, generada por el recurso **eólico marino**.

En la Figura 3.1, se muestra una perspectiva global del modelo, con un proceso paralelo de las correspondientes variables entre el análisis de datos y la evaluación de recursos. El modelo incluye las siguientes etapas: Fuente de datos, Implementación y Resultados; que se describen en las siguientes secciones.

3.1.2. Fuente de datos

En general, esta etapa responde a las preguntas: *¿Qué fuentes no renovables se pueden sustituir?* y *¿Qué energía renovable podemos utilizar?*

Los datos de consumo de energía se desagregan. En paralelo, se realiza un análisis estadístico descriptivo del recurso eólico marino, para valorar el potencial eólico de la zona de estudio. Si existe potencial, se establece un área de estudio.

3.1.2.1. Análisis de datos

Los datos de consumo de energía, se extraen y desagregan de bases de datos especializadas. El procesamiento de datos puede realizarse por sectores, por fuente, etc. Lo más detallado posible. El objetivo es analizar los sectores críticos y sus orígenes no renovables.

Para cada sector crítico:

1. Estudio del consumo de fuentes no renovables.
2. Se realizan las diferentes transformaciones de unidades de energía. Se convierten las unidades térmicas en unidades de electricidad.
3. Contabilizar el consumo real que puede ser descarbonizado con fuentes renovables.

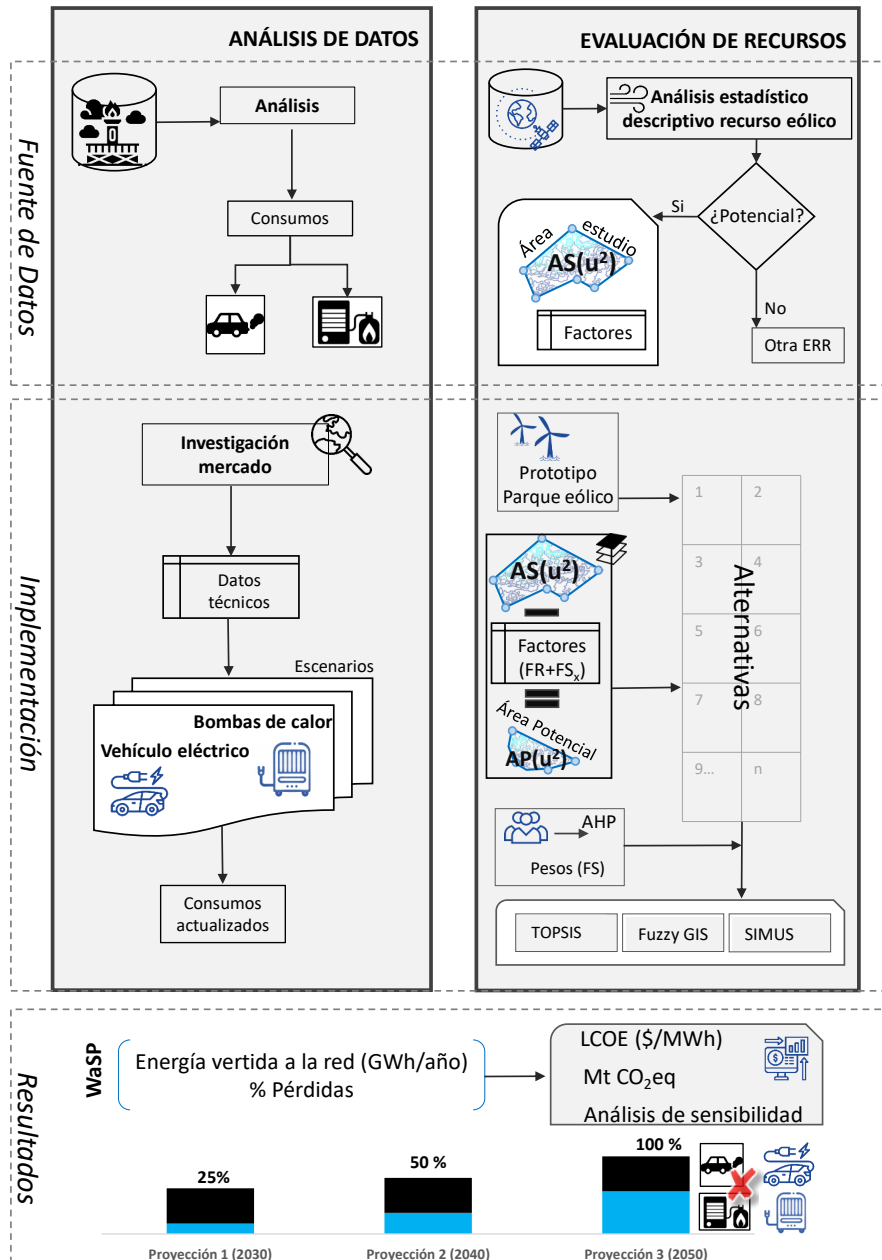


Figura 3.1: Perspectiva global del modelo de conversión energética. Elaboración propia

3.1.2.2. Evaluación de recursos

A partir de una campaña de datos del viento, velocidad del viento y dirección principalmente, se realiza un análisis estadístico descriptivo del recurso eólico para

valorar el potencial en la zona a largo plazo.

Si existe potencial, se determinan los **factores que pueden influir en la zona de estudio**, se clasifican, y se determina el área de estudio.

Si el recurso eólico no ofrece un potencial viable, se opta por el estudio de otra energía renovable.

Los factores involucrados en el área geográfica, según la clasificación por categorías de parques eólicos marinos 2.3.3, son clasificados en factores restrictivos o factores de selección.

Los factores restrictivos, son los que afectan a nuestra zona de estudio por la imposibilidad de la existencia de una instalación eólica marina, ya sea por la existencia de zonas ambientales protegidas, usos incompatibles con otras actividades económicas, políticas de protección etc.

Los factores de selección, son los que afectan en mayor o menor medida al proceso de la toma de decisiones de las mejores alternativas, específicamente para un parque eólico marino pueden ser la velocidad del viento, la batimetría, los gastos de inversión, etc.

Para cada uno de ellos se definen: los rangos (admitidos y no admitidos), la función ideal ya sea maximizar o minimizar acorde al objetivo de optimización y la capa temática para su procesamiento en SIG 3.2.

Para acotar el área geográfica inicial del estudio se tendrá en cuenta; el marco regulatorio establecido para la implantación de instalaciones marinas, los límites de aguas territoriales definidos para actividades económicas y la no existencia de otras instalaciones eólicas.

3.1.3. Implementación

En líneas generales, esta etapa responde a las preguntas: *¿Qué tecnologías eléctricas existen en el mercado actual para su sustitución? ¿Cuál es la zona óptima para generar electricidad con origen renovable?*

Las etapas se caracterizan por dos procesos alineados: el análisis del mercado actual en cuanto a, tecnologías eléctricas que puedan sustituir a las actuales tecnologías utilizadas en los sectores críticos, por un lado. Y por otro, se diseñan y evalúan las diferentes alternativas de emplazamientos eólicos marinos.

3.1.3.1. Análisis de datos

Para cada sector crítico, el proceso es el siguiente:

1. Investigación de las nuevas tecnologías eléctricas del mercado actual, sus características e indicadores de eficiencia.
2. Se seleccionan las tecnologías de sustitución y se proponen los escenarios de penetración.
3. Recalcular los nuevos consumos asociados a las tecnologías de sustitución y los escenarios.

3.1.3.2. Evaluación de recursos

El procesamiento de toda la información es llevado a cabo en esta etapa. El objetivo principal es hacer una búsqueda y selección de emplazamientos eólicos marinos óptimos siguiendo los siguientes pasos:

1. Diseño de las posibles alternativas: El área de estudio es reducida por la diferencia de las capas de los factores de restricción y los factores de selección inaceptables en SIG 3.2, obteniendo el área potencial. El diseño de las alternativas se configura a partir de una instalación prototipo diseñada con WAsP 3.3 y aplicada sobre el área potencial.
2. Evaluación de las alternativas: Con el propósito de comparar los resultados de las alternativas, el ranking es obtenido usando diferentes métodos de evaluación multicriterio: TOPSIS 3.4.3, Fuzzy GIS 3.4.4 y SIMUS 3.4.5. Previamente se obtiene el peso de los criterios utilizando el método AHP 3.4.2.

3.1.4. Resultados

En términos generales, esta etapa responde a la pregunta: *¿Podemos sustituir las fuentes no renovables por renovables? ¿Cómo lo hacemos?* Con los resultados obtenidos de cada una de las partes integrantes de la matriz determinamos:

1. La mejor alternativa. Si no existe coincidencia entre los métodos de evaluación aplicados, la mejor alternativa se selecciona por su producción de electricidad en WAsP.

2. Para la mejor alternativa, determinamos: La energía vertida y sus pérdidas. El LCOE, con un análisis de sensibilidad y las emisiones evitadas.
3. Se planifican las proyecciones a corto(2030), medio(2040) y largo plazo(2050) en base a: el consumo necesario para la sustitución de tecnologías y la energía vertida a la red generada del recurso eólico.

3.2. Sistema de Información Geográfica

3.2.1. Introducción

Los Sistemas de Información Geográfica (SIG), "*Geographic Information System (GIS)*", han sido descritos por varios autores conocedores de la materia desde hace décadas, la definición ha progresado acorde a la tecnología y al tema de aplicación. A continuación destacamos algunas de ellas:

Dueker, 1979 [85], plantea "Caso especial de sistema de información donde la base de datos consiste en la observación de características, actividades o eventos distribuidos espacialmente, que se pueden definir en el espacio como puntos, líneas y áreas. Un GIS manipula datos sobre estos puntos, líneas y áreas para recuperar, consultar y analizar zonas específicas".

Coppock, 1987 [73], lo define como "Un sistema para capturar, almacenar, verificar, manipular, analizar y mostrar datos que están referenciados espacialmente a la Tierra".

Chrisman, 1999 [71], resume "Actividad organizada mediante la cual las personas miden y representan fenómenos geográficos y luego transforman estas representaciones en otras formas mientras interactúan con las estructuras sociales".

Sánchez Lozano, 2012 [162], expone "Soportes informáticos (*hardware y software*) cuyos objetivos principales son el análisis, consulta, edición, almacenamiento y salida de datos espacialmente referenciados para resolver problemas complejos de planificación y gestión".

Si destacamos las palabras claves de las definiciones anteriores: Sistema de información, bases de datos, distribución espacial, datos referenciados, resolver problemas, programas y periféricos; podemos resumir que un **Sistema de Información Geográfica** no es más que, la combinación de la información georreferenciada en formato digital y los programas para su transformación, con el objetivo de gestionar (consultar, analizar, almacenar, visualizar) los datos espaciales referenciados, tomar decisiones de problemas complejos o modelar procesos.

Las aplicaciones de los SIG son diversas. Por un lado, han evolucionado eficazmente tanto en el perfeccionamiento del manejo como en las prestaciones multifuncionales, y por otro, el ámbito de aplicación es muy amplio, todos los procesos relacionados con actividades espaciales pueden utilizar un SIG, ya sean empresariales, de gestión o científicas. Algunas de ellas son [107]:

- Medio ambiente y recursos naturales: estudios de impacto ambiental, localización óptima de recursos, evaluación de la erosión, etc.)
- Planificación urbana: mejora del transporte, control de tráfico, etc.
- Análisis de mercados: geomarketing, estudios de accesibilidad, etc.
- Protección civil: determinación y evaluación de riesgos, catástrofes naturales, etc.
- Estudios del Patrimonio histórico, arqueológico.
- Aplicaciones en Sanidad: Seguimientos epidemiológicos, red de transporte sanitario, etc.
- Redes de infraestructuras: telefónicas, eléctricas, de distribución de agua, gas, alcantarillados. Conectividad, accesibilidad, evaluaciones medioambientales y económicas, etc.
- Catastro de bienes rústicos y urbanos: localización, límites, superficies para su gestión, etc.

3.2.2. Componentes principales de los SIG

Los Sistemas de Información Geográfica están formados por los componentes: Datos, tecnología, red, recursos humanos y metodologías, ver Figura 3.2. [192]

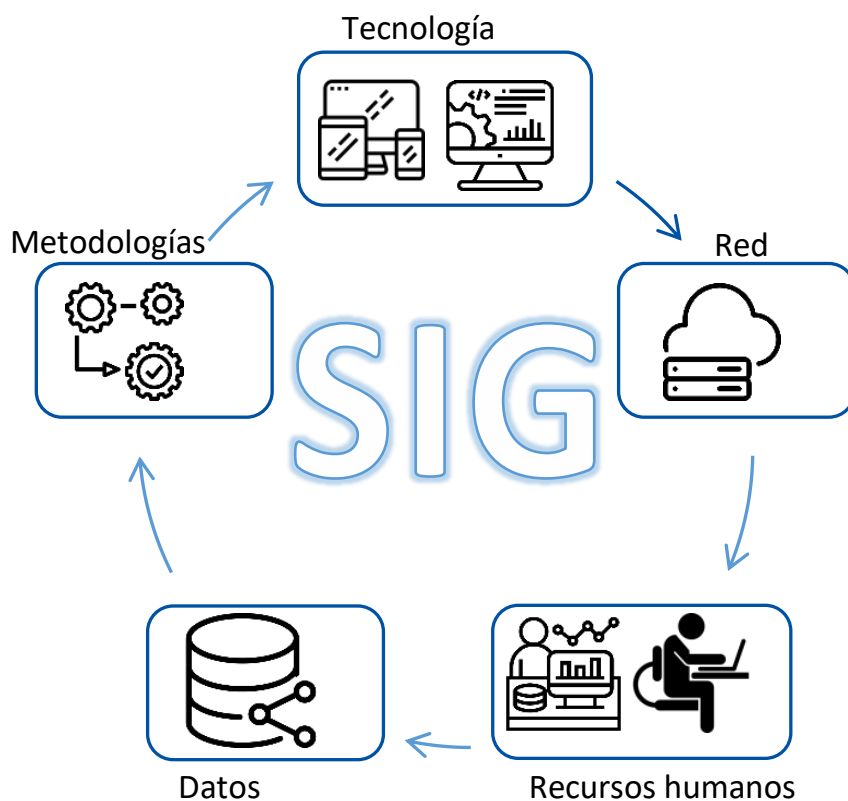


Figura 3.2: Componentes principales de un Sistema de Información Geográfica. Fuente de datos:[192]. Elaboración propia

Datos: Es el elemento básico de funcionamiento de los SIG, de su existencia dependen los resultados y las posibles decisiones a tomar. Las fuentes pueden ser de diferentes fuentes: Archivos CAD (*Computer Aided Design*), hojas de cálculo, sensores remotos, GPS (*Global Positioning System*), fotos aéreas etc.

Tecnología: Constituyen la parte lógica y física del sistema.

Parte lógica: Conjunto de algoritmos, funciones, procedimientos, etc. que permiten gestionar los datos espaciales o no espaciales. Intervienen diferentes aplicaciones informáticas: Sistema de Gestión de Bases de Datos (SGBD), herramientas de entrada, gestión, consulta y visualización de elementos geográficos así como una interfaz de usuario que proporcione el uso del sistema.

Parte física: Es el equipo informático con el que trabaja incluyendo los periféricos de entrada y salida.

Red: Es el canal de comunicación más eficaz para compartir información.

Recursos humanos: Por la integración de diversas líneas de trabajo en un SIG, se definen dos roles fundamentales: Los expertos en SIG (gestionan las herramientas existentes, normalmente tienen un perfil asociado a los objetivos de SIG) y los informáticos (crean o modifican las herramientas, administran el sistema).

Metodologías: Son los modelos, reglas de trabajo acorde a los objetivos del SIG, que permitan relacionar cada una de sus partes integrantes.

3.2.3. Información Geográfica

La información geográfica son los datos asociados a una ubicación geográfica. [108] Tiene dos componentes separados: espacial (¿Dónde?) y temático (¿Qué?).

El componente espacial contiene la localización, según un sistema de referencia dado (Coordenadas geográficas, proyección cartográfica), su valor es numérico. El componente temático, numérico o alfanumérico, determina las propiedades del evento que sucede en el lugar especificado por el componente espacial. Estas propiedades son llamadas atributos, de manera que cada objeto de la componente espacial tiene relacionado un dato por cada atributo.

La forma de representar la información geográfica se denomina modelo de datos. En los Sistemas de Información Geográfica existen dos modelos de datos: modelo

raster y modelo vectorial, ver Figura 3.3.

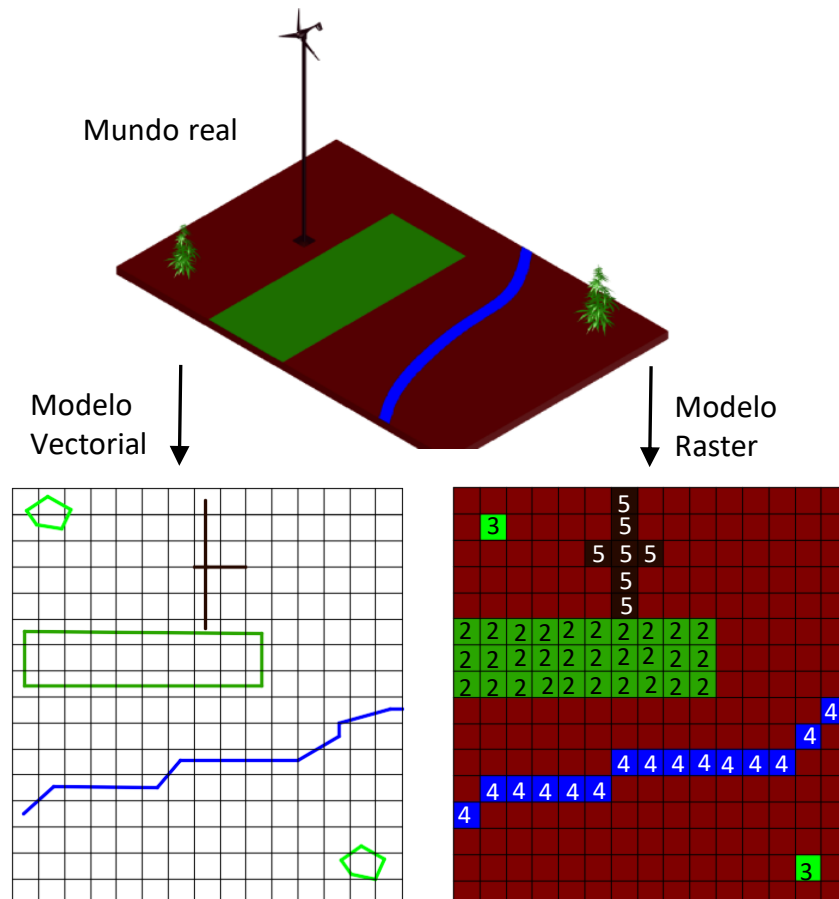


Figura 3.3: Información Geográfica. Modelo raster y vectorial. Elaboración propia

En el modelo raster, el espacio se divide en celdas, formando una matriz del mismo orden, las celdas normalmente son cuadradas. Esta estructura permite conocer la ubicación de cada celda. La relación de las celdas viene determinada según las coordenadas, la orientación, y el tamaño de una de ellas.

El tamaño de las celdas (igual para todas) depende de la escala, ya que define su resolución y depende del nivel de detalle usado en la captura de la información.

Las imágenes, en general, son tratadas con el modelo raster. Una particularidad

de las imágenes es la existencia de bandas, invisibles al ojo humano, que puede contener varios valores para la misma celda, cada valor aporta diferentes informaciones temáticas.

En el modelo vectorial, la información geográfica se representa por medio de las entidades geométricas, por lo tanto, la representación final es mucho más realista si lo comparamos con el modelo raster.

Estas primitivas geométricas son los puntos, líneas y polígonos. Los puntos se representan con las coordenadas "x" e "y", las líneas con una serie infinita de puntos $[(x_1, y_1), (x_2, y_2) \dots (x_n, y_n)]$ y los polígonos son superficies planas, limitados por una línea poligonal cerrada que no se corta a si misma.[97]

Entre ambos modelos existen diferencias notables, que pueden ser un punto de partida para seleccionar un modelo u otro.[190]

- El tamaño de la celda en el modelo raster, restringe su precisión. La forma cuadrada de la celdas exactamente iguales, es incomparable con la exactitud de las entidades primitivas.
- El modelo ráster utiliza los atributos del espacio de la zona, mientras que el modelo vectorial prioriza la localización de dichos atributos.
- El volumen de almacenamiento del modelo ráster en general es mayor, ya que se almacena todo, con o sin importancia. Este problema, queda en parte resuelto con los modelos especiales de almacenamiento raster.
- Los algoritmos de implementación de los modelos vectoriales son más complejos dada la irregularidad espacial de sus datos, a diferencia del modelo raster.

Por todo lo anterior, no existe un modelo mejor que otro, todo depende del objetivo de trabajo, los tipos de información geográfica que manejemos y el tipo de análisis que necesitamos obtener.

3.2.3.1. Capas

El concepto de capa es incorporado en varias aplicaciones. Por ejemplo, en un programa CAD, las capas son agrupaciones de objetos, con el objetivo de asociar un grupo de propiedades (color, tipo de línea etc.) y controlar la visualización y edición de las mismas. Al estar creando un nuevo objeto, las capas se planifican inicialmente.[98]

En los Sistemas de Información Geográfica, las capas están asociadas al manejo de la información geográfica, ya existente. La información espacial de un área de estudio, es dividida en niveles (capas). Cada capa, recoge información sobre diferentes variables de forma independiente, ligadas a la componente temática.[190]

Las capas en un Sistema de Información Geográfica, es la base para muchas operaciones de análisis y procesos de datos espaciales. Al estar divididas, se pueden utilizar de forma independiente o combinar indistintamente según los objetivos, evitando la repetición de datos y logrando representaciones visuales acorde a la temática estudiada.

Por ejemplo, si necesitamos analizar los recursos renovables de una zona, podemos asociar cada uno de ellos a una capa diferente, ver Figura 3.4.

En general, las capas en cualquier aplicación constituye la base organizativa de su estructura, y conlleva múltiples ventajas en cuanto a la gestión, funcionalidad y almacenamiento de los datos.

3.2.4. Programa ArcGis

El programa que usaremos en este trabajo para gestionar la información geográfica es ArcGis©. Aplicación multiplataforma que permite recopilar, organizar, administrar, analizar, compartir y distribuir datos espaciales.[13]

Las herramientas más utilizadas, dentro de la aplicación escritorio, son: ArcMap, ArcCatalog, ArcToolbox, ArcScene.

- *ArcCatalog*: Se encarga de la gestión de archivos.

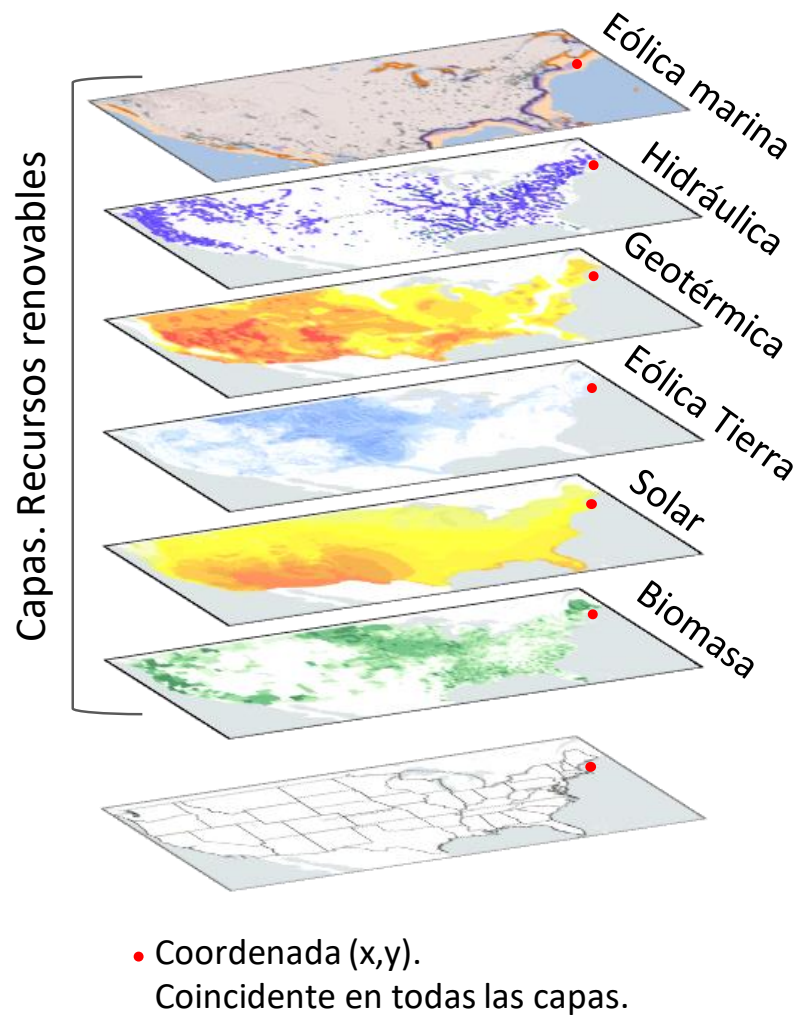


Figura 3.4: Capas GIS. Estudio de recursos renovables en Estados Unidos. Elaboración propia

- *ArcToolBox*: Realiza operaciones de tratamiento de la información geográfica: análisis, conversión de formatos etc.
- *ArcScene*: Visualiza datos en 3D.
- *ArcMap*: Es la aplicación principal, es utilizada para la gestión y visualización de datos geográficos. A continuación, mostramos la interfaz de la herramienta,

ver Figura 3.5.

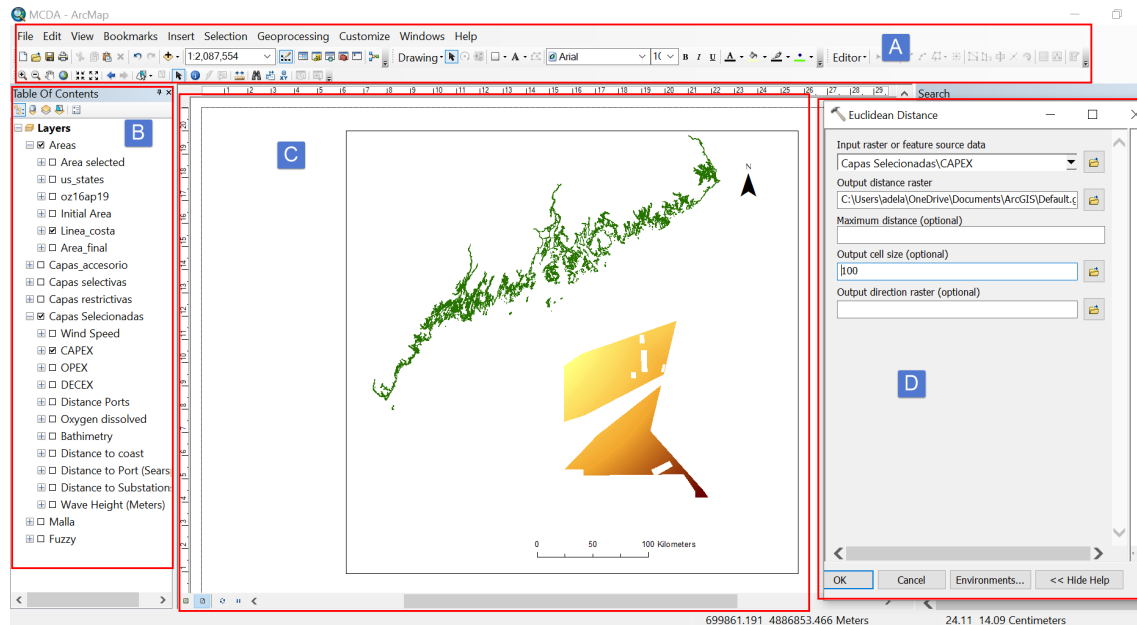


Figura 3.5: Interfaz de la herramienta ArcMap.

La zona A, como en todo los programas bajo el sistema operativo "*Windows*", muestra el menú y las barras de herramientas activas en ese instante. Los comandos del programa se ejecutan desde estos objetos.

La zona B, tabla de contenidos, muestra las capas con las que estamos trabajando en nuestra zona de estudio. Están organizadas en un árbol, de manera que permite expandir y contraer, la casilla de verificación visualiza u oculta la capa.

La zona C, es la zona de vistas, muestra las capas visibles en dos vistas: vista de datos y vista de composición. La primera la utilizamos para edición o análisis. La segunda para diseñar un mapa, agregarle componentes como leyendas, barra de escala etc, con el objetivo de exportarlo a otro formato.

La zona D, es una caja de herramientas de análisis espacial. Contiene múltiples herramientas organizadas por categorías: Condicional, densidad, distancia, extrac-

ción, matemáticas, superposición etc.

Específicamente en la Figura 3.5, tratamos la herramienta "Distancia euclidiana" dentro de la categoría distancia: calcula la distancia en línea recta, desde cada celda en el modelo ráster, hasta el origen más cercano.

3.3. Aplicación informática especializada. WaSP

WAsP© (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) es un programa desarrollado por la Universidad Técnica Danesa (*Danish Technical University*), departamento de Energía Eólica (anteriormente "*Riso National Laboratory*") para la **evaluación del recurso eólico**, la **ubicación** y los **cálculos de rendimiento energético** para turbinas eólicas y parques eólicos.[21]

El programa se utiliza tanto para instalaciones terrestres como marinas, en el ámbito científico [68, 247, 52, 45, 36, 46, 111] y empresarial [10, 8, 9].

El programa trabaja a partir de una jerarquía de objetos que necesitamos importar, para obtener los resultados de análisis del viento, producción etc, ver Figura 3.6.

Objeto A: Los datos topográficos del emplazamiento son insertados desde un fichero de extensión .map. WAsP incorpora una herramienta para la digitalización o conversión de este fichero (*Map Editor*). El trabajo de digitalización manual es muy laboriosa además inexacta. Es mucho más eficaz la exportación desde un programa SIG o CAD en formato dxf y transformar a .map.

Objeto B: Datos del viento. Nos referimos a la campaña de datos: velocidad del viento, dirección, desviación típica para el calculo de turbulencias etc, a la altura de la zona de estudio. Estos datos son insertados en un fichero .tab. WAsP incorpora una herramienta *Climate Analyst*, que además de generar el fichero de climatología de la zona (.tab) , permite realizar un análisis de la serie temporal de datos del viento.

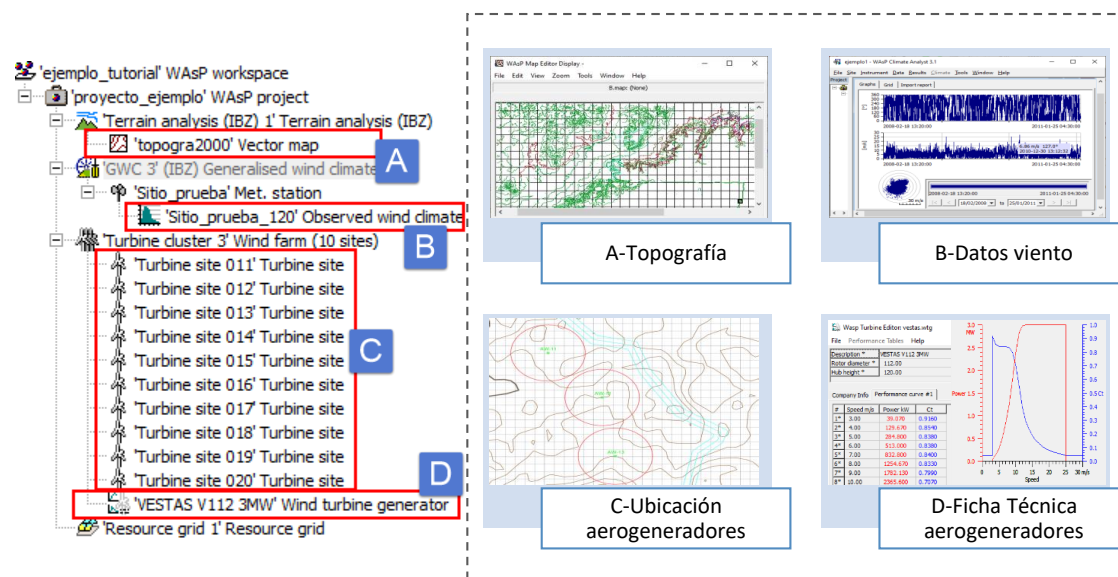
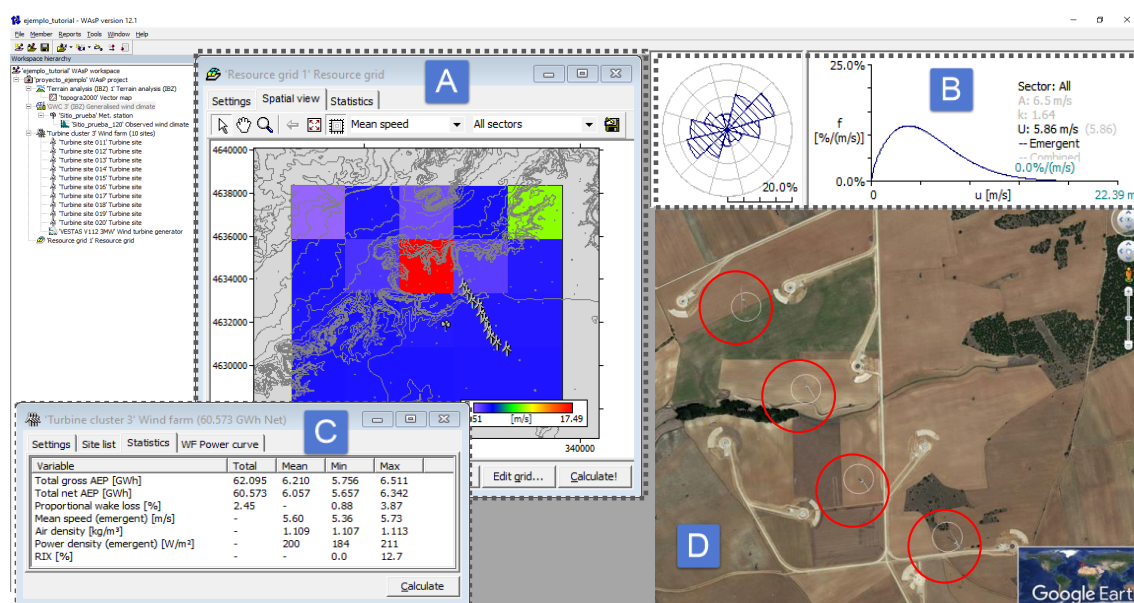


Figura 3.6: Árbol jerárquico de objetos. WaSP. Elaboración propia

Figura 3.7: Resultados WaSP. Vista espacial^(A). Análisis de datos del viento^(B). Estadísticas de la instalación eólica^(C). Sincronización con Google Earth^(D). Elaboración propia

Objeto C: Coordenadas de los aerogeneradores. Fichero con la ubicación geográfica de los aerogeneradores. Puede ser un fichero tabulado con las ubicaciones en formato .txt. Las ubicaciones se pueden establecer sobre un plano CAD y exportarlas.

Objeto D: Datos técnicos del aerogenerador a utilizar. Estos datos tienen extensión wtg. WAsP incorpora aerogeneradores de diferentes fabricantes, si necesitamos crear uno específico usamos la herramienta *Turbine Editor*.

Una vez incorporados los datos podemos obtener la **producción de la instalación eólica** en su conjunto o de aerogeneradores individuales, un análisis de los datos del viento etc., ver Figura 3.7.

3.4. Métodos de toma de decisión multicriterio

3.4.1. Introducción

La toma de decisión multicriterio (*Multi-Criteria Decision Making* (MCDM)) es una rama de la investigación operativa que se encarga de encontrar resultados óptimos en escenarios complejos, que incluyen objetivos y factores en conflicto. Esta herramienta se ha popularizando en el campo de la planificación energética debido a la flexibilidad que brinda a los tomadores de decisiones, para tomar decisiones considerando todos los factores y objetivos simultáneamente.[151]

Este proceso está compuesto por cuatro partes generales, ver Figura 3.8. [80]

La **estructuración del problema**, parte I, se divide en tres subprocesos:

- Definición del problema: Es el inicio del proceso, de la correcta definición del objetivo dependerá la solución idónea del problema.
- Identificación de las alternativas: es la identificación de la cantidad de opciones que tiene el decisor para ejecutar la decisión.
- Determinación de factores o criterios: Son los rasgos más importantes que los decisores han tenido en cuenta para evaluar las alternativas. Existen dos tipos de criterios: cualitativos y cuantitativos.

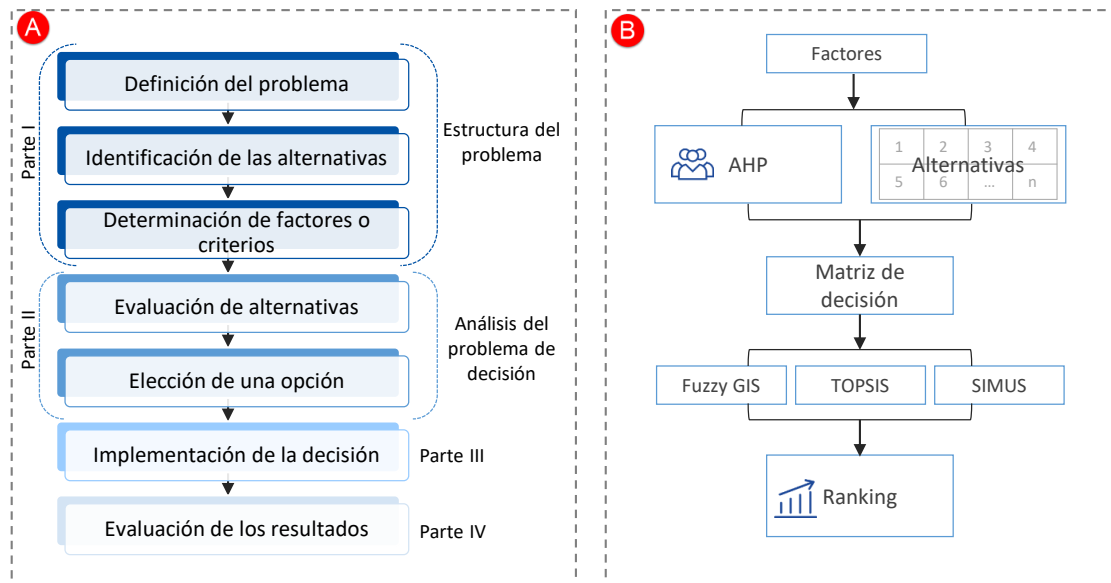


Figura 3.8: Proceso de la toma de decisión multicriterio^(A). Valoración de alternativas^(B). Fuente de datos:[80]. Elaboración propia

El **análisis del problema de decisión**, parte II, comprende dos subprocesos:

- Evaluación de alternativas: Depende del método utilizado.
- Elección de una opción o ranking de alternativas: Según el resultado de la evaluación, se realiza un ranking de las alternativas.

La parte III, **Implementación de la decisión**, es la puesta en práctica de la mejor alternativa.

Finalmente, en la parte IV, se evalúan los resultados de la alternativa óptima.

En esta Tesis, dada la naturaleza cuantitativa de los factores y con el objetivo de comparar los resultados, planteamos un proceso híbrido para la valoración de alternativas, ver Figura 3.8. La metodología del Proceso Analítico Jerárquico (AHP) para la obtención del peso de los factores 3.4.2, el método TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution) 3.4.3, Fuzzy GIS 3.4.4 y SIMUS 3.4.5 para la evaluación de las alternativas.

3.4.2. Proceso Analítico Jerárquico (AHP)

El Proceso Analítico Jerárquico (*Analytic Hierarchy Process (AHP)*), propuesto por el profesor Saaty en 1980 [204], es un método usado para la ayuda en la toma de decisiones. Su sencillez, robustez y efectividad valida al método para cualquier ámbito imaginable, comprobado empíricamente en organizaciones públicas o privadas de diferentes sectores: energía, textil, petróleo, educación, naval, telecomunicaciones, electrónica, marketing, sanidad, planificación urbana etc.[77]

El modelado jerárquico del método constituye su característica más notable. En el nivel superior se encuentra el principal objetivo del problema, en el nivel inferior se obtienen las posibles alternativas a evaluar, la zona intermedia se componen de tantos niveles jerárquicos como criterios y subcriterios se utilicen en la toma de decisiones.

Las bases fundamentales del método son psicológicas y matemáticas. La mente humana se encuentra muy estructurada para las comparaciones por pares pero cuando se le plantea un problema de comparación global los resultados no son satisfactorios. Desde el punto de vista matemático el método utiliza matrices, que deben cumplir una serie de características que veremos posteriormente: Reciprocidad, homogeneidad y consistencia.

3.4.2.1. Pasos del método AHP

Los pasos para ejecutar el método son los siguientes:

Paso 1: Modelación jerárquica del problema.

El primer paso consiste en estructurar el problema de decisión como una jerarquía, incluyendo todos los elementos que intervienen en tres niveles, ver Figura 3.9.

En el nivel superior de la estructura se encuentra el objetivo o meta que se aspira alcanzar. El problema de decisión radica en seleccionar la alternativa que mejor contribuye al éxito del objetivo.

En el nivel intermedio se sitúan los factores de selección o criterios que corres-

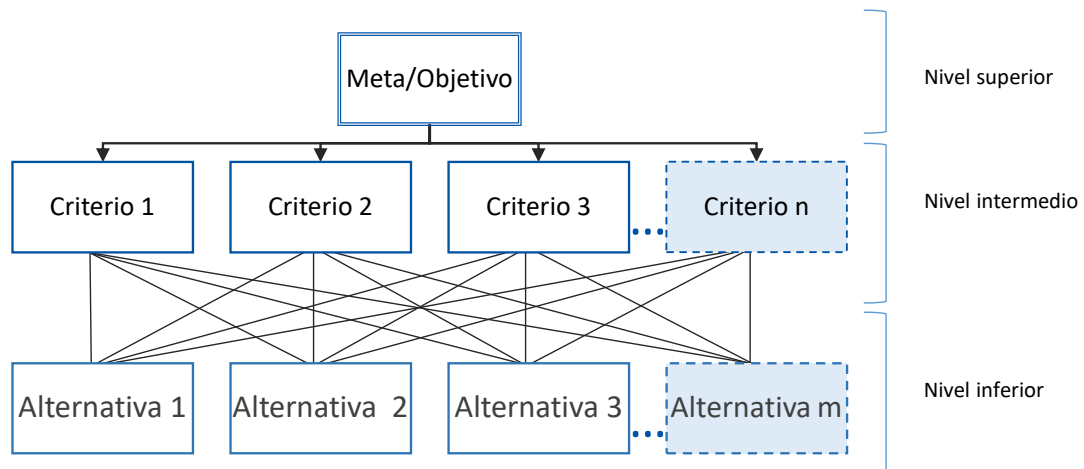


Figura 3.9: Jerarquía proceso AHP. Fuente de datos:[204]

ponden a los parámetros, atributos o indicadores que analizan los decisores para justificar sus preferencias. Es una etapa crucial en el proceso, la selección incorrecta de criterios puede conllevar a resultados insatisfactorios. Este nivel se puede desplegar en un subnivel formando subcriterios. Todos los criterios o subcriterios deben tener valores adecuados para medir el objetivo asociado y en lo posible asignarle una escala, es decir, deben ser compresibles y medibles.

En el nivel inferior se sitúan las alternativas, que representan las posibles opciones definidas a partir de las cuales se tomará una decisión.

Paso 2: Valoración y asignación de las prioridades entre criterios.

El propósito de este paso es evaluar la importancia relativa que el decisor aplica a cada criterio para obtener un vector de prioridades o pesos.

La asignación de valores a cada criterio puede hacerse directamente mediante una escala predefinida, que relacione la valoración cualitativa con su asignación numérica, o indirectamente, que es un proceso más complejo fundamentado en las comparaciones entre pares de criterios. El procedimiento es el siguiente:

Se asignan los pesos (w_j) asociados a la comparación de criterios C_j ($j=1,2,\dots,n$) obteniendo la Matriz W , se necesita encontrar un vector de prioridades 3.1 y se plantea la ecuación: 3.2 .

$$\vec{w} = [w_1, w_2, \dots, w_n] \quad (3.1)$$

$$\begin{pmatrix} \frac{w_1}{w_1} & \frac{w_1}{w_2} & \dots & \frac{w_1}{w_n} \\ \frac{w_2}{w_1} & \frac{w_2}{w_2} & \dots & \frac{w_2}{w_n} \\ \frac{w_3}{w_1} & \frac{w_3}{w_2} & \dots & \frac{w_3}{w_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{w_n}{w_1} & \frac{w_n}{w_2} & \dots & \frac{w_n}{w_n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} = \mu \cdot \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} \quad (3.2)$$

Donde:

- w_j es el peso de los criterios
- Los elementos de la matriz son números positivos

La ecuación anterior se puede expresar de forma abreviada: $W \cdot \vec{w} = \mu \cdot \vec{w}$, la suma de los elementos para la fila i es $w_i \cdot \sum_{j=1}^n \frac{1}{w_j}$ y la suma de los elementos para la columna j es $\frac{1}{w_j} \cdot \sum_{i=1}^n w_i = \frac{1}{w_j}$. Al normalizar la matriz, la suma de las columnas se obtiene el vector \vec{w} .

Podemos entonces destacar las fortalezas matemáticas del método:

- Reciprocidad: Si $w_{ij} = x$, entonces $w_{ji} = 1/x$
- Homogeneidad: Si los elementos i y j son igual de importantes entonces $w_{ij} = w_{ji} = 1$
- Consistencia: W es consistente al cumplir la condición $w_{ij} = w_{ik} \cdot w_{kj} \forall i, j, k$

Para determinar el peso de los criterios, el decisor establece las prioridades por medio de la comparación por pares y lo refleja en una matriz R , cada elemento es un valor numérico positivo que establece la prioridad relativa entre el criterio de la fila con

Tabla 3.1: Escala fundamental de comparación pareada. Fuente:[205]

Escala numérica	Escala verbal	Explicación
1	Igual importancia	Dos actividades contribuyen por igual al objetivo
3	Importancia moderada	La experiencia y el juicio están a favor de un elemento sobre otro
5	Importancia fuerte	Un elemento es fuertemente favorecido
7	Importancia muy fuerte	Un elemento es muy dominante
9	Extrema importancia	Un elemento es favorecido por al menos un orden de magnitud de diferencia
2,4,6,8	Valores intermedios entre dos juicios adyacentes	Se usan como compromiso entre dos juicios
Incrementos 0,1	Valores intermedios entre incrementos	Utilización para graduación más fina de juicios

respecto al criterio de la columna. La tabla 3.1 muestra la escala propuesta por Saaty [205].

Para demostrar la consistencia de la matriz utilizamos el ratio de consistencia (CR), ver ecuación 3.3, donde CI es el índice de consistencia y RI es el índice de consistencia aleatorio.

$$CR = \frac{CI}{RI}; \quad CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (3.3)$$

El índice de consistencia aleatorio es el índice medio obtenido mediante la simulación de 100,000 matrices recíprocas generadas aleatoriamente utilizando la escala de Saaty definida anteriormente [38]. La tabla 3.2 representa el RI en función de la dimensión de la matriz. La consistencia de la matriz será aceptada si CR es menor o igual a 0.10 y por lo tanto el vector de los pesos es válido. El umbral para otras dimensiones varia, ver tabla 3.3.

A continuación con el método AHP se puede evaluar y analizar las diferentes alternativas, pero en esta Tesis doctoral solamente se usará para calcular el vector de pesos o prioridades.

Tabla 3.2: Índice de consistencia aleatorio (RI) en función de la dimensión de la matriz (n). Fuente:[38]

n	1	2	3	4	5	6	7	8
RI	0	0	0.525	0.882	1.115	1.252	1.341	1.404
n	9	10	11	12	13	14	15	16
RI	1.452	1.484	1.513	1.535	1.555	1.570	1.583	1.595

Tabla 3.3: Umbral de aceptación CR para n dimensiones.

n	3	4	n ≥ 5
CR	0.05	0.08	≤ 0.10

3.4.3. Técnica para el Orden de Preferencia por Similitud a la Solución Ideal (TOPSIS)

El método TOPSIS (*Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*) es una técnica desarrollada por Hwang y Yoon en 1981 [115], sustentado en el concepto del ideal y del anti-ideal para la elección de alternativas, de forma que las alternativas seleccionadas deben tener la distancia geométrica mínima de la solución ideal positiva (ideal) y la distancia geométrica máxima de la solución ideal negativa (anti-ideal).

Para comprender el método partimos de los conceptos de ideal y anti-ideal. Contamos con un grupo de alternativas $A_i, i = 1, 2, \dots, m$, un conjunto FS_j de n factores de selección o criterios y una matriz de decisión V con v_{ij} evaluaciones de cada alternativa con respecto a cada criterio. Podemos, sin pérdida de generalidad, transformar las utilidades de manera que todos los factores de selección sean a maximizar/minimizar y que todos los $v_{ij} > 0$ [80].

- Definimos punto ideal en (R^n) al punto $A^M = (A_1^M, A_2^M, \dots, A_n^M)$, donde $A_i^M = \text{Max}_i v_{ij}$ para el caso de factores de selección de beneficio y $A_i^M = \text{Min}_i v_{ij}$ para el caso de factores de selección a minimizar. La alternativa A^M se denomina alternativa ideal.
- De forma análoga, definimos punto anti-ideal en (R^n) al punto:
 $A^M = (A_1^M, A_2^M, \dots, A_n^M)$, donde $A_i^M = \text{Min}_i v_{ij}$ para el caso de factores de

selección de beneficio y $A_i^M = \text{Max}_i v_{ij}$ para el caso de factores de selección a minimizar. La alternativa A^M se denomina alternativa anti-ideal.

Trabajar con estas definiciones (ideal, anti-ideal o la fusión de ambas) puede conducir a resultados diferentes.

La figura 3.10 representa cinco alternativas (A,B,C,D,E), con dos factores de selección FS_1 y FS_2 y las referencias de los puntos ideal y anti-ideal. La alternativa C es la más próxima al ideal y B y D son las más lejanas del anti-ideal. Para solucionar el problema, basado en una idea de Dasarathy [75], TOPSIS aplica un análisis multivariante de datos donde se calcula las distancias ponderadas al ideal y anti-ideal para cada alternativa.

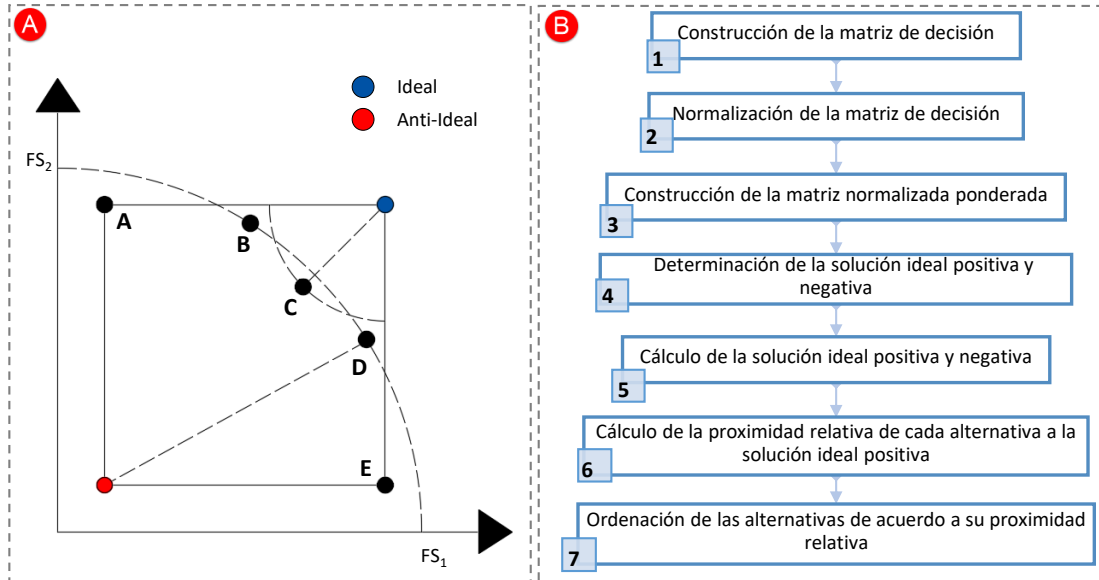


Figura 3.10: Alternativa ideal y anti-ideal ^(A). Algoritmo del método TOPSIS ^(B). Fuente de datos:[80]

3.4.3.1. Algoritmo del método TOPSIS

Son 7 los pasos a ejecutar para aplicar el método TOPSIS, ver figura 3.10.

Paso 1: Construcción de la matriz de decisión

A partir de las alternativas $A_i, i = 1, \dots, m$ evaluadas según los factores de selección $FS_j, j = 1, \dots, n$ se obtiene la matriz de decisión 3.4 donde:

- v_{ij} es la valoración de la alternativa A_i con respecto al factor de selección FS_j .
- $W = [w_1, w_2, \dots, w_n]$ es el vector de pesos asociados a dichos factores de selección.

Tabla 3.4: Matriz de decisión.

	w_1	w_2	\dots	w_j	\dots	w_n
	FS_1	FS_2	\dots	FS_j	\dots	FS_n
A_1	v_{11}	v_{12}	\dots	v_{1j}	\dots	v_{1n}
A_2	v_{21}	v_{22}	\dots	v_{2j}	\dots	v_{2n}
\vdots						
A_i						
\vdots						
A_m	v_{m1}	v_{m2}	\dots	v_{mj}	\dots	v_{mn}

Paso 2: Normalización de la matriz de decisión

El fin de este paso es transformar las dimensiones de los diferentes factores de selección, en magnitudes adimensionales 3.4.

$$\overline{n_{ij}} = \frac{v_{ij}}{\sqrt{\sum_{j=1}^m (v_{ij})^2}}, j = 1, \dots, n; i = 1, \dots, m \quad (3.4)$$

Donde: $\overline{n_{ij}}$ es un elemento de la matriz de decisión normalizada N .

Paso 3: Construcción de la matriz de decisión normalizada ponderada

Cada elemento de la matriz de decisión normalizada ponderada R se calcula con la ecuación 3.5, donde w_j es el peso de cada factor de selección.

$$\overline{r_{ij}} = w_j \otimes \overline{n_{ij}}; j = 1, \dots, n; i = 1, \dots, m \quad (3.5)$$

Paso 4: Determinación de la solución ideal positiva y negativa

Los valores ideal positivo \overline{A}^+ e ideal negativo \overline{A}^- se calculan con las ecuaciones 3.6 y 3.7 respectivamente, donde J está asociado a los factores de selección de beneficio y J' a los factores de selección a minimizar.

$$\overline{A}^+ = \{\overline{r}_1^+, \dots, \overline{r}_n^+\} = \{(max_i \overline{r}_{ij}, j \in J)(min_i \overline{r}_{ij}, j \in J'); i = 1, \dots, m \quad (3.6)$$

$$\overline{A}^- = \{\overline{r}_1^-, \dots, \overline{r}_n^-\} = \{(min_i \overline{r}_{ij}, j \in J)(max_i \overline{r}_{ij}, j \in J'); i = 1, \dots, m \quad (3.7)$$

Paso 5: Cálculo de las medidas de distancia

La separación de cada alternativa de la solución ideal positiva A^+ y de la solución ideal negativa A^- se calculan con las ecuaciones 3.8 y 3.9 respectivamente.

$$\overline{d}_i^+ = \left\{ \sum_{j=1}^n (\overline{r}_{ij} - \overline{r}_j^+)^2 \right\}^{\frac{1}{2}}; i = 1, \dots, m \quad (3.8)$$

$$\overline{d}_i^- = \left\{ \sum_{j=1}^n (\overline{r}_{ij} - \overline{r}_j^-)^2 \right\}^{\frac{1}{2}}; i = 1, \dots, m \quad (3.9)$$

Paso 6: Cálculo de la proximidad relativa a la solución ideal

La proximidad relativa \overline{PR}_i a la solución ideal se calcula con la ecuación 3.10

$$\overline{PR}_i = \frac{\overline{d}_i^-}{\overline{d}_i^+ + \overline{d}_i^-}; i = 1, \dots, m \quad (3.10)$$

De forma tal que:

$$Si \overline{PR}_i = 1 \implies A_i = \overline{A}^+ \text{ Solución Ideal ; Si } \overline{PR}_i = 0 \implies A_i = \overline{A}^- \text{ Solución Anti-Ideal} \quad (3.11)$$

Paso 7: Ordenación de preferencias

Se ordenan las mejores alternativas en orden decreciente de acuerdo con \overline{PR}_i .

3.4.4. Fuzzy GIS

En el apartado 3.2.4 , comentamos la existencia de herramientas de análisis espacial, entre ellas encontramos las herramientas de superposición.

Estas herramientas son un conjunto de procesos aplicados a la selección óptima de sitios, donde los factores a analizar son diferentes. Por ejemplo, la elección de un parque eólico marino implica la evaluación de: la velocidad del viento, la batimetría, el costo de inversión, etc. Cada uno de ellos se encuentra en diferentes capas con diferentes unidades de atributos: unidades de velocidad (m/s), unidades de distancia (metros), valor monetario. Por lo tanto, no se puede obtener un resultado coherente. Además, hay que agregar el hecho de que los factores no tengan la misma importancia entre sí.

Las herramientas de superposición consisten en un análisis de los diferentes rásteres generados previamente, y su conversión en puntuaciones de idoneidad, teniendo en cuenta los pesos de los factores. El análisis se lleva a cabo en dos pasos diferentes:

1. Reclasificación de datos mediante la herramienta de pertenencia difusa (*Fuzzy Membership*).
2. Superposiciones de datos con sus pesos asociados, para obtener una puntuación de idoneidad mediante la herramienta calculadora ráster (*Raster Calculator*).

Para normalizar los valores de los factores en las diferentes capas, se realizó una reclasificación de datos (Paso 1). Para ello, se utilizó la herramienta (*Fuzzy Membership*). El proceso consiste en transformar los datos de entrada en una escala de 0 a 1, en función de la posibilidad de ser miembro del conjunto especificado. 0 se asigna a aquellas ubicaciones que definitivamente no son miembros del conjunto especificado, 1 se asigna a aquellos valores que definitivamente son miembros del conjunto especificado, y todo el rango de posibilidades entre 0 y 1 se asigna a algún nivel de posible pertenencia (cuanto mayor sea el número, mayor será la posibilidad).

Entre las diferentes funciones de pertenencia difusa disponibles para su aplicación, se utilizaron *FuzzyMSLarge* y *FuzzyMSSmall*. Ambos definen una pertenencia a través de una función basada en la media y la desviación estándar, ver ecuación

3.12.

$$\begin{cases} Si\ x > a \cdot m; & u(x) = \frac{b \cdot s}{x - (a \cdot m) + (b \cdot m)} \\ Si\ x < 0; & u(x) = 0 \end{cases} \quad (3.12)$$

Donde:

- m : media
- s : desviación estándar
- a : multiplicador de la media
- b : multiplicador de la desviación estándar

La función *MSLarge* es útil cuando los valores de entrada son óptimos maximizados y *MSSmall*, cuando los valores de entrada son óptimos minimizados. Usar uno u otro dependerá del caso de análisis: el objetivo del estudio, el área seleccionada, el valor del factor etc.

Una vez que se han calculado los rásteres difusos, se utiliza la herramienta *Raster Calculator* basada en álgebra de mapas del conjunto de herramientas de análisis espacial de ArcGIS, para asignar a cada ráster su peso y superponerlos todos juntos, ver ecuación 3.13.

$$Puntuación = (FuzzySF_1 \cdot w_1) + (FuzzySF_2 \cdot w_2) + \dots + (FuzzySF_n \cdot w_n) \quad (3.13)$$

Finalmente, se genera una nueva capa de puntuación de idoneidad donde, cada celda, obtiene un valor de puntuación diferente dentro del área seleccionada. Los valores de salida deben oscilar entre 0 y 1.

3.4.5. SIMUS

El método SIMUS (*Sequential Interactive Modeling for Urban Systems*) es un modelo matemático basado en la Programación Lineal (LP), inicialmente se desarrolló para escenarios urbanísticos pero en la actualidad se ha expandido a otros

proyectos de energía, medioambiente, construcción, economía etc. [185, 184, 221]

Desarrollado por Nolberto Munier, investigador de la Universidad Politécnica de Valencia, España. El programa está implementado en la hoja de cálculo "*Excel*", utilizando la herramienta "*Solver*" y el entorno de programación "*Visual Basic*", por el experto en informática Pablo Lliso, en Valencia, España.[11]

El método se basa, en la resolución de varios escenarios expresados como programas lineales. A partir de la matriz de decisión, factores o criterios y alternativas o proyectos, se ejecuta el programa lineal a partir de un primer factor seleccionado como objetivo; este resultado se guarda en una matriz llamada: Matriz de resultados eficientes, "*Efficient Results Matrix* (ERM)", el procedimiento continúa hasta que todos los criterios seleccionados sean valorados. La nueva matriz estará formada por las alternativas y objetivos, situadas en las columnas y filas de la matriz respectivamente.

A partir de esta matriz, se obtienen dos clasificaciones de alternativas. El primero, clasificación tipo ERM, analiza verticalmente la matriz ERM para determinar el valor asociado a cada alternativa considerando todos los objetivos. Realiza un sumatorio de los valores y aplica un coeficiente, basado en el número de veces que cada alternativa participa en una solución.

El segundo, Matriz dominante del proyecto, *Project Dominant Matrix* (PDM), analiza horizontalmente la matriz ERM, y determina la diferencia del número de veces que cada alternativa supera en rango y es superado por otros.

A partir de estos resultados puede suceder:

- Si ambas clasificaciones coinciden, el resultado es positivo.
- Si hay pequeñas diferencias, puede ser de ayuda para la toma de decisión.
- Si son totalmente diferentes, se deben revisar los datos.

La matriz permite especificar el tipo de dato, decimales, binarios o enteros; además permite introducir nuestros propios pesos por cada factor.

3.5. MCDM + GIS y la Energía Eólica

Los trabajos científicos del sector eólico, enfocados en la búsqueda y selección de emplazamientos óptimos, han adquirido una especial relevancia en la última década. La fusión: **Metodologías de Decisión Multicriterio unidas a los Sistemas de Información Geográfica**, se ha estandarizado como la mejor opción. [99]

De acuerdo con la literatura estudiada, el 70.6 % de los trabajos de localización óptima en tierra, incluyeron una combinación de herramientas geoespaciales y métodos de decisión multicriterio, —con 24 obras en total—.

La combinación más utilizada fueron los métodos SIG + MCDM, o varios de ellos:

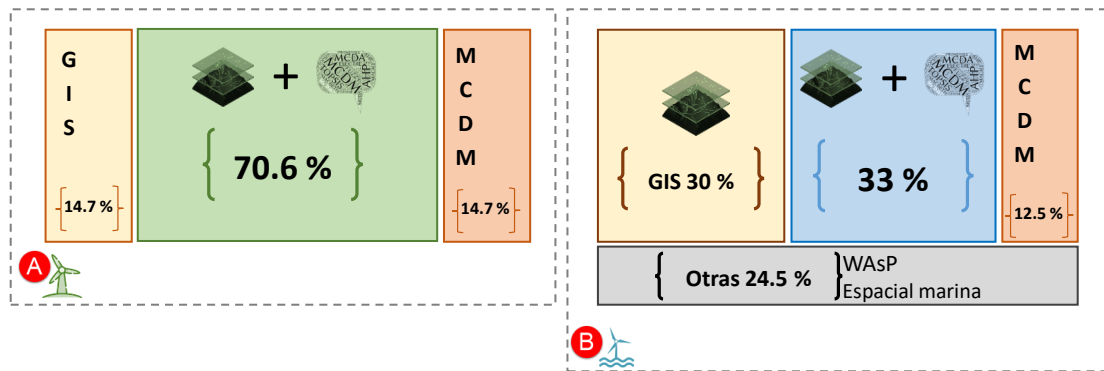


Figura 3.11: Comparación de metodologías de localización. Plantas eólicas terrestres^(A). Plantas eólicas marinas^(B). Elaboración propia

AHP, FAHP (*Fuzzy Analytic Hierarchy Process*), OWA (*Ordered Weighted Average*), TOPSIS, WLC (*Weighted Liner Composition*)[223, 50, 40, 239, 152, 112, 208, 206, 235, 53, 84, 41, 51, 240, 79].

La combinación de GIS y SMCA (*Spatial Multi-Criteria Analysis*), DSS (*Decision Support System*), SDSS (*Spatial Decision Support Systems*) y MCE (Multi-Criteria Evaluation) se identifican en siete contribuciones [139, 231, 167, 102, 209, 186, 145]. Además, dos artículos combinaron GIS con ELECTRE III y SMAA-TRI (*Stochastic Multicriteria Acceptability Analysis*) [207, 49].

En ubicaciones marinas óptimas, el 63 % de publicaciones aplica una combina-

ción de SIG y MCDM (33 %) o la aplicación de solamente un sistema de información geográfica (30 %).

La combinación SIG+MCDM o una combinación de algunos de ellos, se utilizó en 13 estudios, considerando los siguientes métodos: AHP, FAHP, OWA y TOPSIS [165, 232, 147, 213, 69, 212, 237, 148, 74, 170, 230, 175, 100].

En la Figura 3.11 se resumen las metodologías propuestas para estimar la ubicación óptima de las instalaciones, tanto terrestres como marinas, así como la relevancia de cada metodología según su porcentaje en términos de los aportes totales considerados para cada tecnología.

Capítulo 4

EVALUACIÓN DEL MODELO DE CONVERSIÓN ENERGÉTICA

RESUMEN: Este capítulo presenta la **utilización** del **modelo** de **conversión energética** a un caso **práctico**.

Introduce la zona geográfica, estado de Maine. Estados Unidos, con sus principales indicadores energéticos relacionados con el modelo.

Aplica el modelo en cada una de las intersecciones de la matriz: *Fuente de datos* e *Implementación* con los procesos de **ANÁLISIS DE DATOS** y **EVALUACIÓN DE RECURSOS**. Valora los resultados y planifica las proyecciones del modelo.

Finalmente, analiza y discute los resultados.

4.1. Introducción. Estado de Maine

La evaluación del modelo de conversión energética se lleva a cabo en el Golfo de Maine (Estados Unidos). El estado de Maine es uno de los 50 estados que forman los Estados Unidos de América, pertenece a la región de Nueva Inglaterra, se encuentra ubicado en la región noreste del país, la zona sur limita con el Golfo de Maine (océano Atlántico).

El consumo total de energía del estado de Maine durante el año 2018 fue de 116,114.76 GWh, 86.5 MW per capita, casi un 1 % menos que el consumo per capita nacional (87.9 MW). El sector con mayor consumo es el transporte, 27.8 % - 32,179.20 GWh, seguido del sector Industrial, Residencial y Comercial con 27.3 %, 27.1 % y 17.9 % respectivamente del consumo total, ver Figura 4.1. [27, 25]

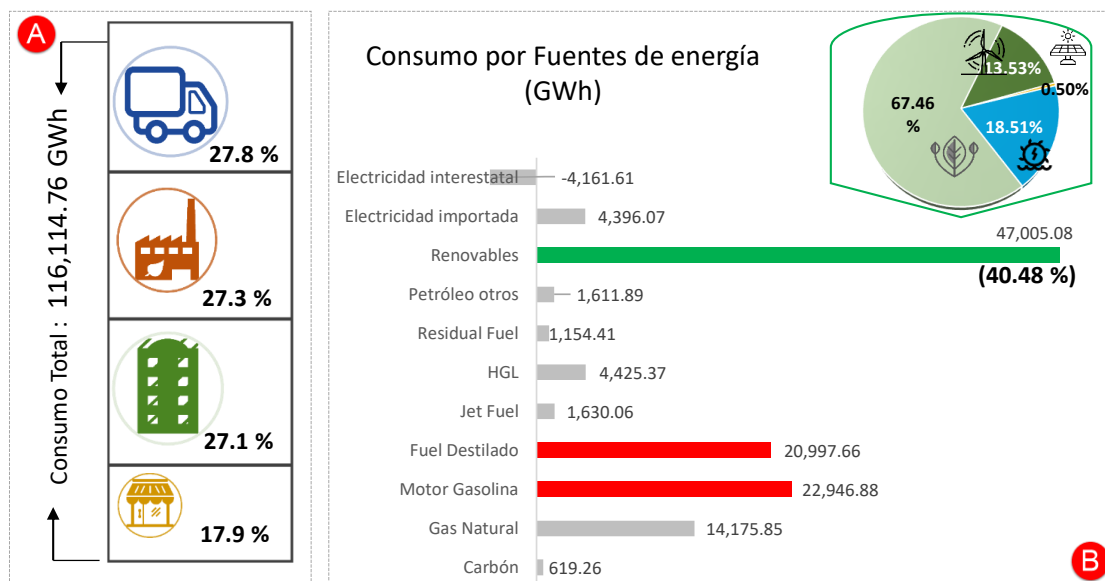


Figura 4.1: Consumo de energía. Estado de Maine, año 2018: Por sectores^(A) y por fuentes^(B). Fuente de Datos:[27, 18, 25]. Elaboración propia

El mix energético de Maine, está catalogado como robusto [39] por su variable combinación energética. El 40.48 % del consumo total proviene de energías renovables, destacando la biomasa 67.46 % - 31,710 GWh, hidoelectrica 18.51 %, Eólica

terrestre 13.53 % y solar 0.58 %. El resto proviene de fuentes no renovables o importaciones destacando el consumo de **gasolina** 21,336.16 GWh - 18.37 % y **Fuel destilado** 20,997.66 - 18.08 %, ver Figura 4.1.[27]

Maine es un estado de gran potencial en cuanto a recurso eólico marino. Varios factores como la velocidad del viento, la batimetría, la distancia de zonas potenciales a las costas, la capacidad de GW entre otros, lo demuestran. El indicador principal, la velocidad del viento, de sus costas a 150 metros de altura superan los 9.5 m/s anuales, ver Figure 4.2.

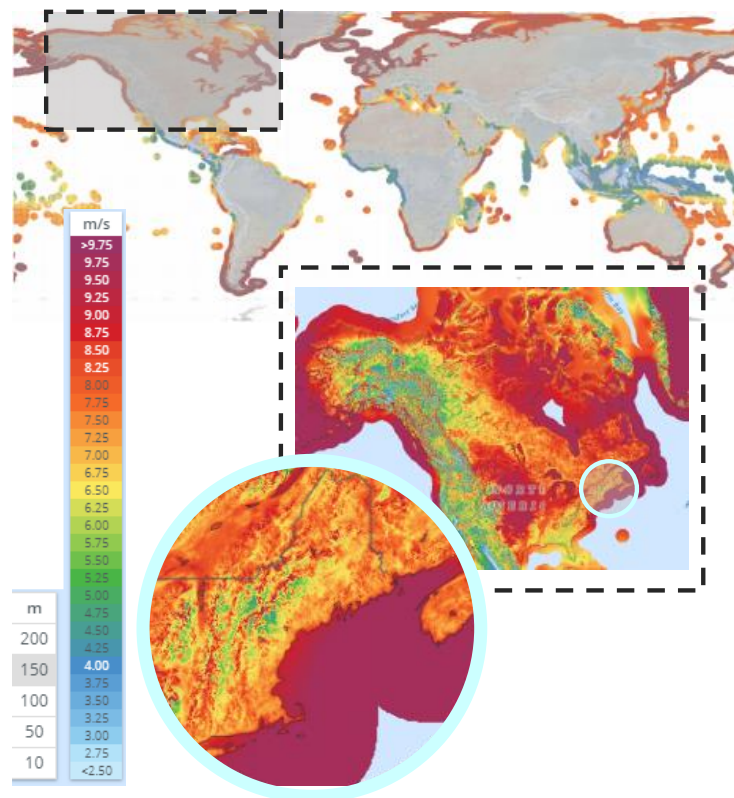


Figura 4.2: Velocidad del viento a 150 metros. Estados Unidos. Golfo de Maine. Fuente de Datos:[23]. Elaboración propia

Estas notables posibilidades de energía eólica están en línea con las políticas ac-

tuales establecidas por el estado de Maine, en términos de descarbonización de la economía, integración y promoción de las energías renovables y desafíos de **transición energética**. Además, los objetivos RPS (*Renewables Portfolio Standard*) se actualizaron recientemente en 2019, muy centrados en la energía eólica: 3GW de capacidad instalada para 2020 y 8 GW de capacidad instalada para 2030, incluidos 5GW con eólica marina [31]. Además, se estima que las costas de Maine tienen una capacidad de 156 GW, el 80 % se encuentra en aguas profundas (más de 60 metros).[215].

Bajo este escenario de energía y políticas, esta tesis evaluará el modelo de conversión energética propuesto, basado en la electrificación de la demanda de los usuarios finales de calefacción, y del transporte del sector residencial del estado de Maine, mediante la integración de la energía eólica marina del Golfo de Maine.

4.2. Evaluación del Modelo

Como se planteaba en el capítulo 3, el modelo de conversión está formado por tres etapas: Fuente de datos, Implementación y Resultados. A continuación, se procesa cada una de ellas vinculadas con nuestra área de estudio.

4.2.1. Fuente de datos

4.2.1.1. Análisis de datos

Los datos de consumo de energía se extraen de la Administración de Información de Energía de EE. UU. (*U.S. Energy Information Administration-EIA*), específicamente del Sistema de Datos de Energía del Estado (*State Energy Data System-SEDS*) en formato CSV (Valores separados por comas) [18], para el período disponible 1960-2018. Tras varias transformaciones informáticas, obtenemos los datos desagregados de este estudio en unidades térmica británica (Btu). Estos datos involucran **gasolina** para el sector **transporte** y **fuel** para **calefacción**, en el sector residencial. Convertidos a unidades de energía eléctrica GWh, ver ecuaciones 4.1-4.2 y verificado con la calculadora de conversión de energía EIA [16].

Tabla 4.1: Datos desagregados del consumo de gasolina. Estado de Maine. 2018. Fuente de datos:[18].

Concepto	Billones Btu	GWh	%
Gasolina, sector comercial	1,615	473.31	2.06
Gasolina, sector industrial	1,174	344.07	1.50
Gasolina, sector transporte	75,509	22,129.50	96.44
Total consumo	78,298	22,946.88	100
Total consumo excluyendo Etanol	72,802	21,336.16	92.98

– Datos de consumo y transformaciones. Apéndice B.1 –

$$Gasolina \cancel{gal} \cdot \frac{137,381 \cancel{Btu}}{1 \cancel{gal}} \cdot \frac{1 \cancel{kWh}}{3,412 \cancel{Btu}} \cdot \frac{1 GWh}{10^6 \cancel{kWh}} \quad (4.1)$$

$$Fuel(Fuelleo destilado) \cancel{gal} \cdot \frac{120,333 \cancel{Btu}}{1 \cancel{gal}} \cdot \frac{1 \cancel{kWh}}{3,412 \cancel{Btu}} \cdot \frac{1 GWh}{10^6 \cancel{kWh}} \quad (4.2)$$

El dato desagregado de la gasolina, resaltado en la tabla 4.1, totaliza 22.946,886 GWh (2018), donde el 96,44 % pertenecen a la gasolina de vehículos de combustión interna demandada por el sector transporte. La evolución durante el período 1998-2018 prácticamente mantuvo una tendencia continua, con una pequeña disminución del 1 % en 2018 respecto a 2017. Se pueden identificar otras disminuciones similares durante los periodos 2000-2002 y 2012, ver Figura 4.3.

La calefacción para el sector residencial se sustenta principalmente con fuel destilado (*Heating oil*), producto del petróleo refinado a partir de petróleo crudo [3]. Los datos desagregados resumidos en la tabla 4.2 totalizan 20.997,96 GWh, 44.8 % destinados al fuel para calefacción en el sector residencial. La evolución durante el período 1998-2018 ha sido en general decreciente, aunque se puede observar un aumento promedio del 22 % en el período 2015-2018 en comparación con 2014, ver Figura 4.3. – Muestra de datos. Evolución del consumo. Apéndice B.2 –

Tabla 4.2: Datos desagregados del consumo de fuel. Estado de Maine. 2018. Fuente de datos:[18].

Concepto	Billones Btu	GWh	%
Fuel, sector comercial	8,731	2,558.80	12,20
Fuel, sector de energía	92	26.96	0.10
Fuel, sector industrial	3,937	1,153.82	5,50
Fuel, sector residencial	32,098	9,407.00	44.80
Fuel, sector del transporte	26,790	7,851.37	37.40
Total consumo	71,648	20,997.96	100

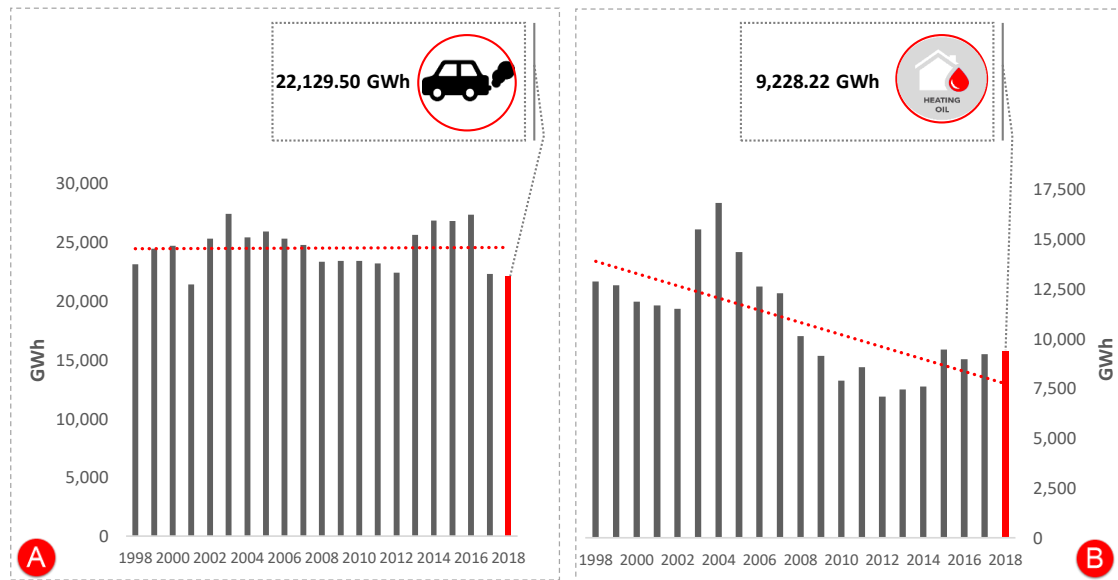


Figura 4.3: Evolución del consumo. Estado de Maine (período 2008-2018): Gasolina consumida por el sector de transporte^(A) y fuel destilado consumido por el sector residencial^(B). Elaboración propia

4.2.1.2. Evaluación de recursos

Con el objetivo de evaluar el recurso eólico durante un horizonte temporal extenso, se obtienen los datos de la velocidad y dirección del viento entre otros. Aportados por la empresa Vortex [34] (Empresa de ingeniería que realiza simulaciones a mesoescala, de estimaciones del recurso eólico a nivel global para proyectos en tierra y mar).

– Muestra de datos. Apéndice B.3 –

Tabla 4.3: Resumen de la campaña de datos del viento (2010-2019)

Indicador	120 m	150 m	200 m
Promedio velocidad del viento (m/s)	9.86	10.20	10.32
Mediana velocidad del viento (m/s)	9.5	9.6	9.7
Mínimo velocidad del viento (m/s)	0	0	0
Máximo velocidad del viento (m/s)	36.6	37.1	37.6
Weibull k	2.17	2.10	1.99
Weibull A (m/s)	11.3	11.5	11.7
Promedio de la densidad de potencia (W/m^2)	1,071	1,173	1,304
Orientación con mayor distribución de energía ($^\circ$)			
Frecuencia (%)	2010 (13.8)	210 (13.3)	240 (13.4)
Registros válidos	87,648 (100 %)		

La campaña de medición abarca 10 años completos, desde el 2010 hasta el 2019, con una frecuencia horaria. Totalizando 87,648 registros de mediciones eólicas en 120, 150 y 200 metros de altura sobre el nivel del mar, las velocidades medias por altura son 9.86, 10.20 y 10.32 m/s respectivamente. La orientación con mayor distribución energética es de 210° para 120 y 150 metros de altura y 240° para 200 metros.

El análisis estadístico descriptivo de la campaña de datos se realiza con la herramienta "*Wasp Climate Analyst*" del programa WasP 3.3. Un resumen de la campaña de datos se muestra en la tabla 4.3.

Para 150 metros de altura, ver Figura 4.4:

- La variación horaria de velocidades adquiere sus valores máximos entre las 23:00 y 2:00 horas y entre 8:30 y 12:30 horas sus valores mínimos.
- La tendencia de variación estacional de velocidades alcanza los valores máximos entre los meses de enero a marzo y mínimos entre julio y septiembre.
- La rosa de los vientos de energía refleja la contribución energética de cada orientación. El sector 195° - 225° (sur-oeste), representa la mayor contribución.
- La distribución Weibull, muestra la frecuencia que el viento sopla a una determinada velocidad. La velocidad media es de 10.2 m/s, el parámetro de forma k -2.1 y el parámetro de Escala A -11.5 m/s.

– Estadísticas de las campañas de datos para las alturas 120 y 150 m. Apéndice:B.4 –
Una vez comprobado el potencial eólico favorable, comenzamos a estudiar los fac-

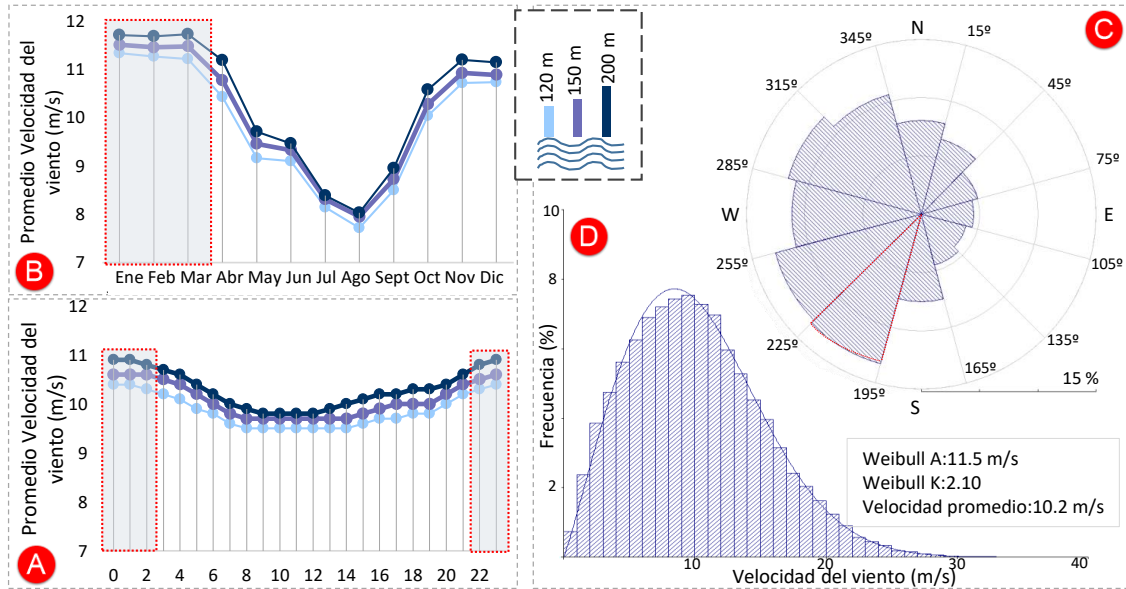


Figura 4.4: Evaluación del recurso eólico. Variación horaria de velocidades^(A). Variación estacional de velocidades^(B). Rosa de energía ^(C) y Distribución de Weibull ^(D) (150 m de altura). Elaboración propia

tores involucrados con el área geográfica. Estos factores han sido procesados con el programa de Sistemas de Información Geográfica(SIG) ArgGis©3.2. Las diferentes capas han sido obtenidas de las siguientes fuentes de datos SIG:

- “*Northeast Ocean Data Portal*”. Fuente de datos centralizada del ecosistema oceánico y actividades humanas relacionadas al océano en los estados del nor-este. [30]
- “*Global Wind Atlas*”. Aplicación WEB centrada en cálculos preliminares del viento. [23]
- “*Maine Office of GIS*”. Oficina de SIG del estado de Maine. [26]
- “*U.S. Geological Survey*”. Servicio Geológico de los Estados Unidos. [33]
- “*National Centers for Environmental Information (NOAA)*”. Centros Nacio- nales de Información Ambiental. [28]

Tabla 4.4: Factores seleccionados: criterios o Factores de Selección (FS), Factores de Restricción (FR).

Factores	Tipo		Rango	Función objetivo
	FS	FR		
F ₁ —Velocidad del viento(m/s)	✓		5<✓<25	Max
F ₂ -Batimetría(m)	✓		✓>30	
F ₃ -Altura de las olas(m)	✓		✓<10	Min
F ₄ -Calidad del agua(gr/l)	✓		✓<7.5	
F ₅ -D. acoplamiento eléctrico(km)	✓		-	
F ₆ -D. tierra(km)	✓		-	
F ₇ -D. puertos(km)	✓		-	
F ₈ -CAPEX	✓		-	
F ₉ -OPEX	✓		-	
F ₁₀ -DECEX	✓		-	
F ₁₁ -Zonas de pesca		✓	No Aplica	
F ₁₂ -Rutas marítimas		✓		
F ₁₃ -Áreas bio-protegidas		✓		
F ₁₄ -Zonas militares u otras		✓		
F ₁₅ -Cables sumergidos		✓		

- “*The home of the U.S. Governments open data*”. [32]

Los factores seleccionados para el actual estudio, su clasificación (factores de selección o factores de restricción) y atributos para los de selección (rangos admitidos y no admitidos, función objetivo) se muestran en la tabla 4.4.

El objetivo principal es no interferir con otras actividades económicas importantes para la región y respetar las áreas bioprotegidas: pesca de langosta, zonas militares, rutas de barcos, áreas protegidas destinadas al desove de arenques y coral *Amendment*. Se han tenido en cuenta cables o tuberías sumergidos, dejando un espacio de 200 metros a nuestra área potencial.

A partir de la capa "*International Maritime Boundary and EEZ*", el marco regulatorio donde se establece establecen una distancia desde la costa de 10 millas para minimizar el impacto visual [144], se define el área de estudio con 30,642 km², la rosa de los vientos de energía es una información muy relevante para la alineación óptima de los aerogeneradores, siendo la zona sur oeste (SW) el que más energía

aporta, por lo tanto, la alineación óptima de cada alineación es la NW-SE, pues es la orientación en la que menos sombras se producen entre aerogeneradores cuando el viento viene con su mayor energía, ver Figura 4.5.

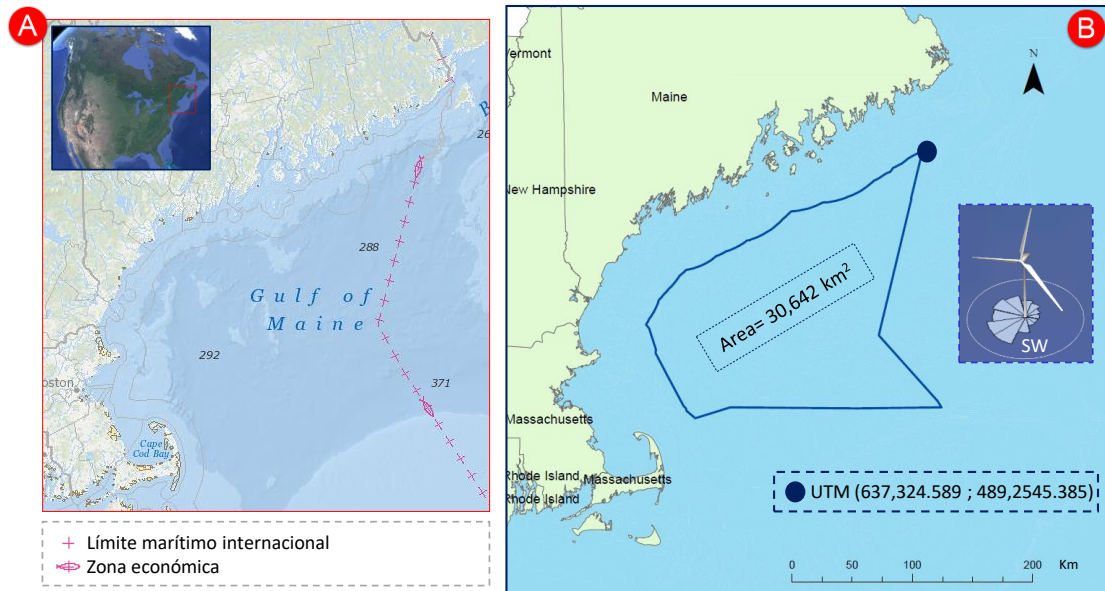


Figura 4.5: Vista general del Golfo de Maine^(A). Definición del área de estudio^(B). Elaboración propia

4.2.2. Implementación

4.2.2.1. Análisis de datos

Se analiza y cuantifica el mercado actual de vehículos eléctricos de Maine, así como la bomba de calor utilizada para fines de calefacción. Se proponen dos escenarios para una transición energética global: (i) la sustitución del fuel (*heating oil*) por Bomba de Calor y (ii) la sustitución de automóviles de motor de combustión interna (MCI) de gasolina por Vehículos Eléctricos (VE), en el sector residencial, ver Figura 4.6.

El proceso para el diseño de cada escenario se describe a continuación.

Escenario de sustitución de MCI-gasolina por VE:

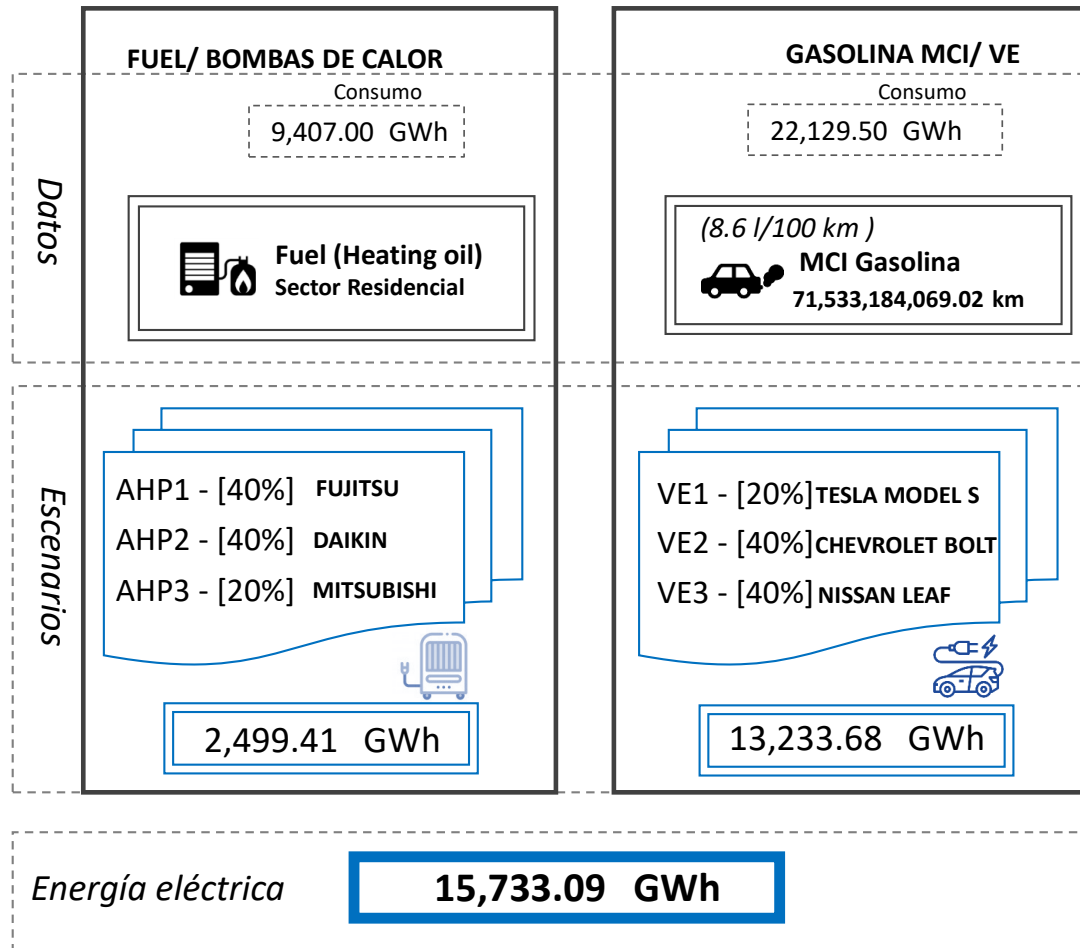


Figura 4.6: Escenarios: Fuel(Heating oil)/Bombas de calor – MCI-gasolina/VE. Elaboración propia

1. Primeramente, se calculan los kilómetros totales recorridos durante el año 2018 (71,533,184,069.02 km), a partir del consumo de gasolina obtenido de la etapa anterior (22,129.50 GWh) y la media de litros de gasolina por cada 100 km (8.6 lga/100 km) [22].
2. A continuación, basándonos en la venta de vehículos eléctricos del estado de Maine durante el año 2018 [12], se estudian los VE: Tesla Model S AWD 100D [20], Chevrolet Bolt EV [15] y Nissan Leaf 30 kwh [19].

Tabla 4.5: Ficha técnica. Modelo propuestos VE. Fuente de datos:[19, 15, 20, 17].

Concepto	Tesla Model S AWD 100D	Chevrolet Bolt EV	Nissan Leaf 30 KWH
Potencia	310 kW (422 CV)	150 kW (204 CV)	110 kW (150 CV)
Peso	2,120 kg	1,625 kg	1,591 kg
Autonomía	632 km/392.7 mi	383 km/237.9 mi	270 km/168.8 mi
Emisiones CO ₂	0 gr	0 gr	0 gr
Batería	100 kWh	66 kWh	30 kWh
Carga rápida	132.9 mi-15 min.	20 a 80 % 90 min.	20 a 80 % 60 min.
Consumo (EPA[17])	0.33 kWh/mi	0.28 kWh/mi	0.299 kWh/mi

Tabla 4.6: Ficha técnica. Modelos propuestos Bombas de calor. Fuente de datos:[2, 1, 4].

Concepto	FUJITSU AOU9RLS3	DAIKIN 3MXL24RMVJU	MTSUBISHI MXZ4C36NAHZ
Zona	Individual	Multizona	Multizona
Tipo	Refrigeración/Calefacción Inverter		
COP-SPF (kW/kW)	5.33	4.26	4.42
HSPF (Btu/Wh)	14.2	12.5	11.3
EER(kW/kW)	5.28	12.7	4.03
SERR(Btu/Wh)	33	21.7	19.1
Temperatura de Operación (Calefacción)	-5°F to 75°F 24°C - [-21°C]	To 13°F To -10.5°C	To -13°F To -25°C
Temperatura de Operación (Refrigeración)	14°F to 115°F 46°C - [-10°C]	To 115°F To 46°C	To 115°F To 46°C

Ficha técnica resumida ver tabla 4.5.

3. Considerando la autonomía, batería y consumo, características muy relacionadas con el precio del VE, se proponen tres escenarios de sustitución **VE1**, **VE2** y **VE3** con un 20 %, 40 % y 40 % respectivamente de nivel penetración.
4. Finalmente, tomando de base los kilómetros totales anuales, el consumo y el nivel de penetración de cada escenario se calcula la energía eléctrica necesaria (13,233.68 GWh) para la sustitución de MCI (gasolina) por VE.

Escenario de sustitución de Fuel(*Heating-oil*) por Bombas de calor:

1. Primeramente, se recopila la información de Bombas de calor certificadas para climas fríos en el estado de Maine[5], se estudian varios modelos y seleccionamos: Fujitsu aou9rls3 [2], Daikin 3mxl24rmvju[1], Mitsubishi mxz4c36nahz[4]. Ficha técnica resumida, ver tabla 4.6.
2. Basado en el factor de rendimiento estacional de calefacción (*Heating Seasonal Performance Factor*(HSPF)), medida de eficiencia de las bombas de calor, se proponen tres escenarios de sustitución AHP1, AHP2 y AHP3 con un 40 %, 40 % y 20 % respectivamente de nivel penetración.
3. Finalmente, tomando de base el HSPF, el consumo y el nivel de penetración de cada escenario; se calcula la energía eléctrica necesaria (2,499.41 GWh) para la sustitución de la calefacción de fuel por Bombas de calor.

El consumo final total a sustituir por electricidad mediante la eólica marina sería de 15,733.09 GW. – Datos de escenarios: Apéndice B.5 –

4.2.2.2. Evaluación de recursos

A continuación diseñamos y evaluamos las alternativas.

Prototipo parque eólico. El diseño prototipo de una instalación eólica marina se lleva a cabo con la utilización de varios programas informáticos: Wasp 3.3, ArgGis 3.2.4 y AutoCAD© [14].

La turbina seleccionada para el parque eólico ha sido propuesta y diseñada por varias organizaciones a través de la tarea 37, marcada por la Agencia Internacional de Energía en su categoría de energía eólica (*IEA WIND. Task 37 Systems Engineering: Integrated RD&D*). [116, 93] Aerogenerador marino, de 15 MW de potencia nominal, cimentación monopilote, diámetro de rotor 240 metros y altura del buje 150 metros. Próximamente, se le anexará una estructura semi-submersible flotante desarrollada por la Universidad de Maine que permitirá su uso en aguas profundas.

– Resumen de ficha técnica: Apéndice B.6 –

Las capas del área de estudio son exportadas al programa de diseño técnico AutoCAD, se fijan las coordenadas de la ubicación y orientación de los aerogenera-

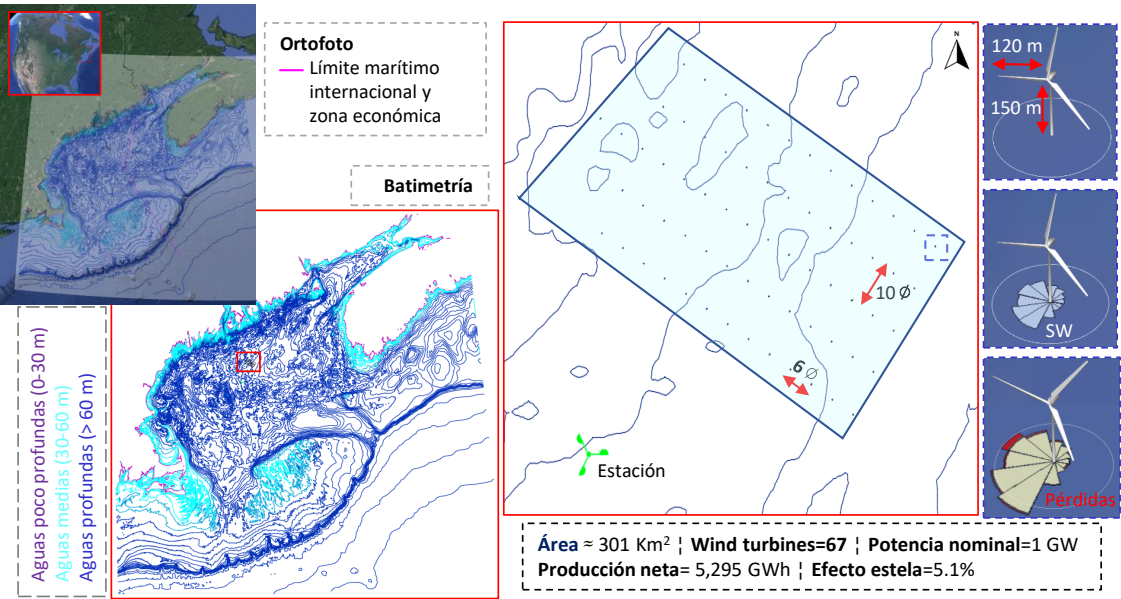


Figura 4.7: Prototipo de instalación eólica. Elaboración propia

Tabla 4.7: Escenario de pérdidas [191].

Pérdidas	Factor
Por disponibilidad (Paradas del aerogenerador inesperadas por averías)	0.97
Transformación y transporte	0.97
Mantenimiento de subestación	0.999
Ajuste de la curva de potencia	0.97

dores. El objetivo fundamental es disminuir las pérdidas de producción por efecto estela. Después de varias iteraciones, las alineaciones se sitúan perpendiculares a la dirección dominante de energía (SW), a una distancia de 10 veces el diámetro del rotor entre ellas (2,400 metros) y a una distancia de 6 veces para las distancias entre aerogeneradores de cada alineación (1,440 metros). Esta disposición ocupa un área aproximada de 301 km², ver Figura 4.7.

Finalmente, la campaña de datos de viento, el mapa batimétrico de área de estudio, las coordenadas de los aerogeneradores y la ficha técnica del aerogenerador son importados en un proyecto WasP, obtenemos 5,295 GWh de producción neta anual con una instalación de aproximadamente 1 GW de potencia nominal y 5,1 % de pérdidas

Tabla 4.8: Estadísticas. Producción anual.

Variable	Resultado
Potencia nominal (GW)	1.005
Producción bruta (GWh/año) (Wasp)	5,583.26
Pérdidas efecto estela (%) (Wasp)	5.16
Producción neta (GWh/año) (Wasp)	5,295.40
Pérdidas de escenarios	0.91
Producción neta (GWh/año)	4,818.81
Horas equivalentes (horas)	4,794.84
Factor de capacidad (%)	54.74

estela. Aplicando un escenario de pérdidas, ver tabla 4.7, se obtiene una producción neta anual de 4,818.81 GWh y 4,794.84 Horas equivalente. Tabla resumen 4.8.

Área potencial seleccionada. El área potencial se obtiene, a partir de la diferencia entre el área de estudio y las áreas identificadas por los factores restrictivos, ver Figura 4.8 y factores de selección no compatibles. Obtenemos un área potencial de 8,671 km², ver Figura 4.9.

El comportamiento de los factores de selección en el área potencial son muy favorables para la implementación de parques eólicos marinos, ver Figura 4.10.

La capa temática de la velocidad del viento (FS₁), valida el resultado del informe del Micrositing 4.2.1.2. La velocidad media del viento, con pocas variaciones entre mínimos y máximos, es superior a 9 m/s, valor ideal para los aerogeneradores marinos [134].

La Batimetría (FS₂) muestra valores óptimos para la tecnología flotante seleccionada para este trabajo (rangos entre -100 y -300 metros de profundidad), al no ser tan profundos los gastos de instalación y mantenimiento se verán ligeramente reducidos.

Las distancias al punto de conexión (FS₅), tierra (FS₆) y puertos (FS₇) en el valor máximo de los intervalos siempre son inferiores a 300 km. Las tareas de operaciones en la instalación y mantenimiento en los puertos se benefician con la reducción de esta distancia. La distancia de la subestación marina a la subestación en tierra y de esta a la subestación eléctrica es fundamental minimizarla, ya sea para reducir las

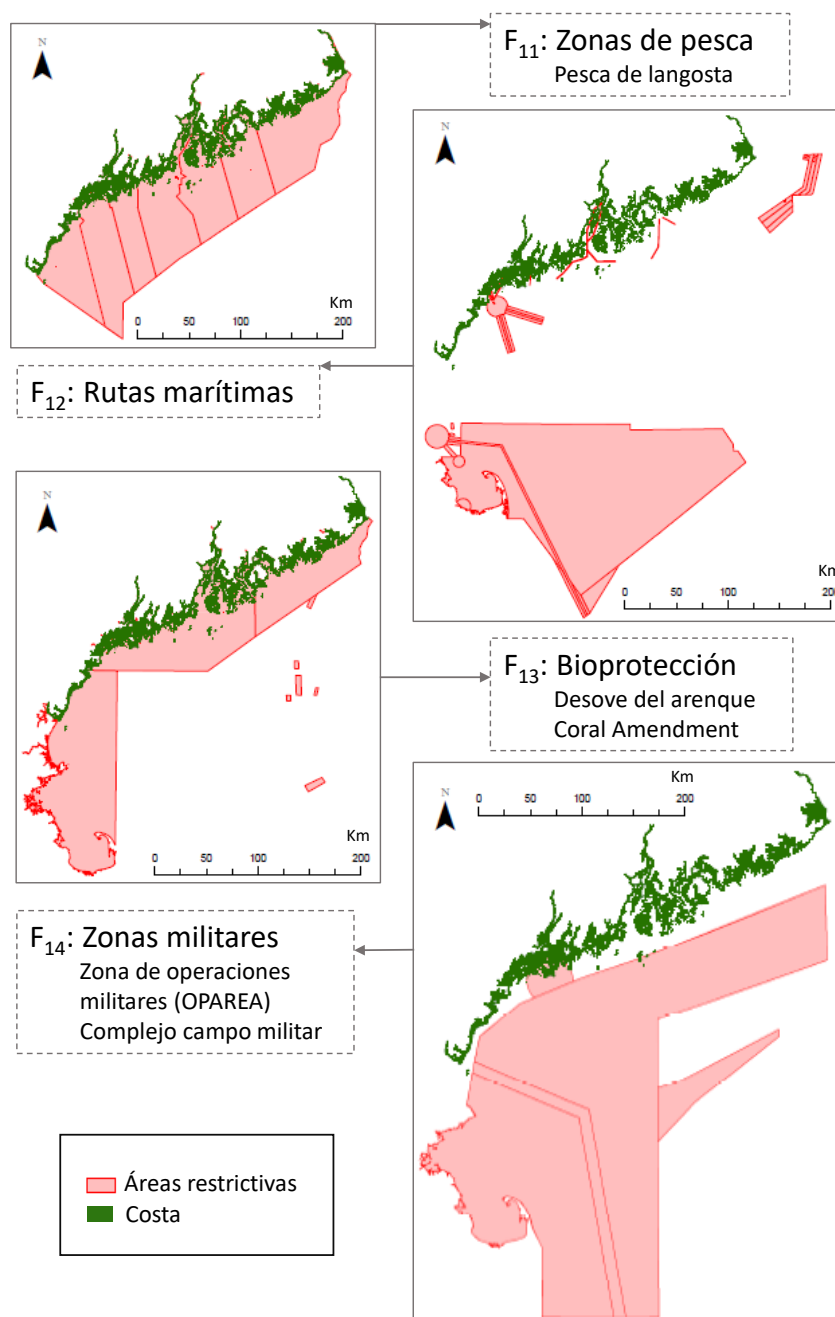


Figura 4.8: Capas temáticas. Factores restrictivos. Elaboración propia

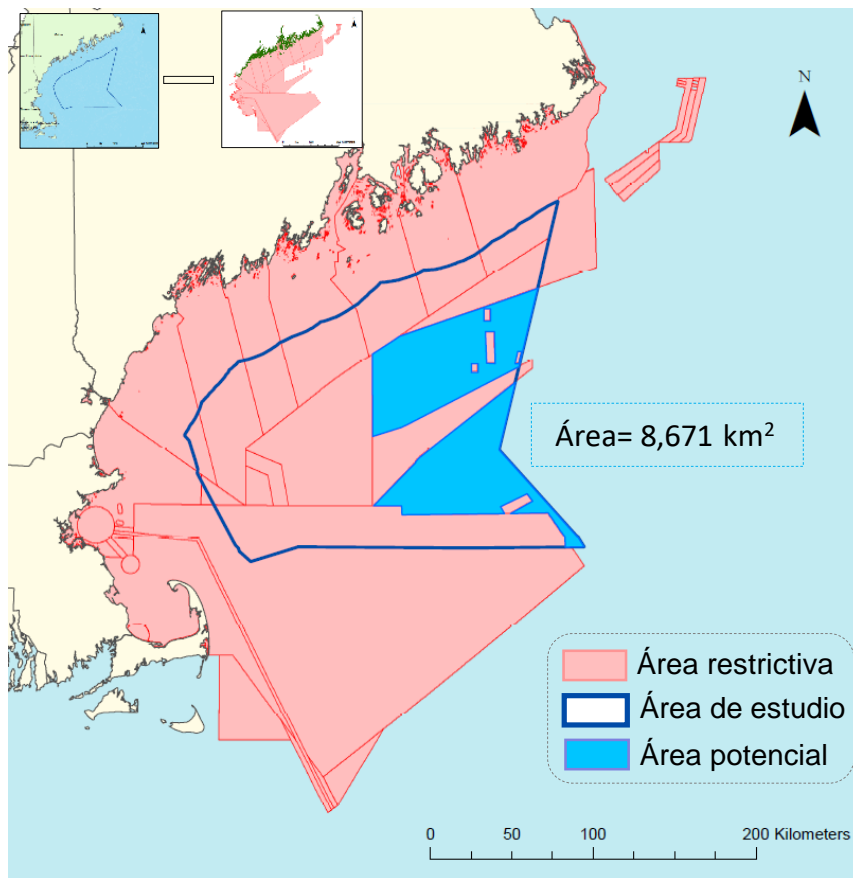


Figura 4.9: Área potencial. Elaboración propia

pérdidas de energía eléctrica en el transporte, así como los costos.

La calidad del agua (FS_4) no supera los 7 mg/l en cuanto a oxígeno disuelto, muy importante por la influencia de la capacidad oxidante en las instalaciones.

Otro factor importante es la altura de las olas (FS_3), no hemos encontrado una capa espacial, pero si muchos datos históricos [28] que demuestran que no superan los 4 metros de alturas, cifra que ayuda en las tareas de instalación y mantenimiento, así como la seguridad de la instalación en general.

Los factores de selección de costos son identificados por los costos categorizados

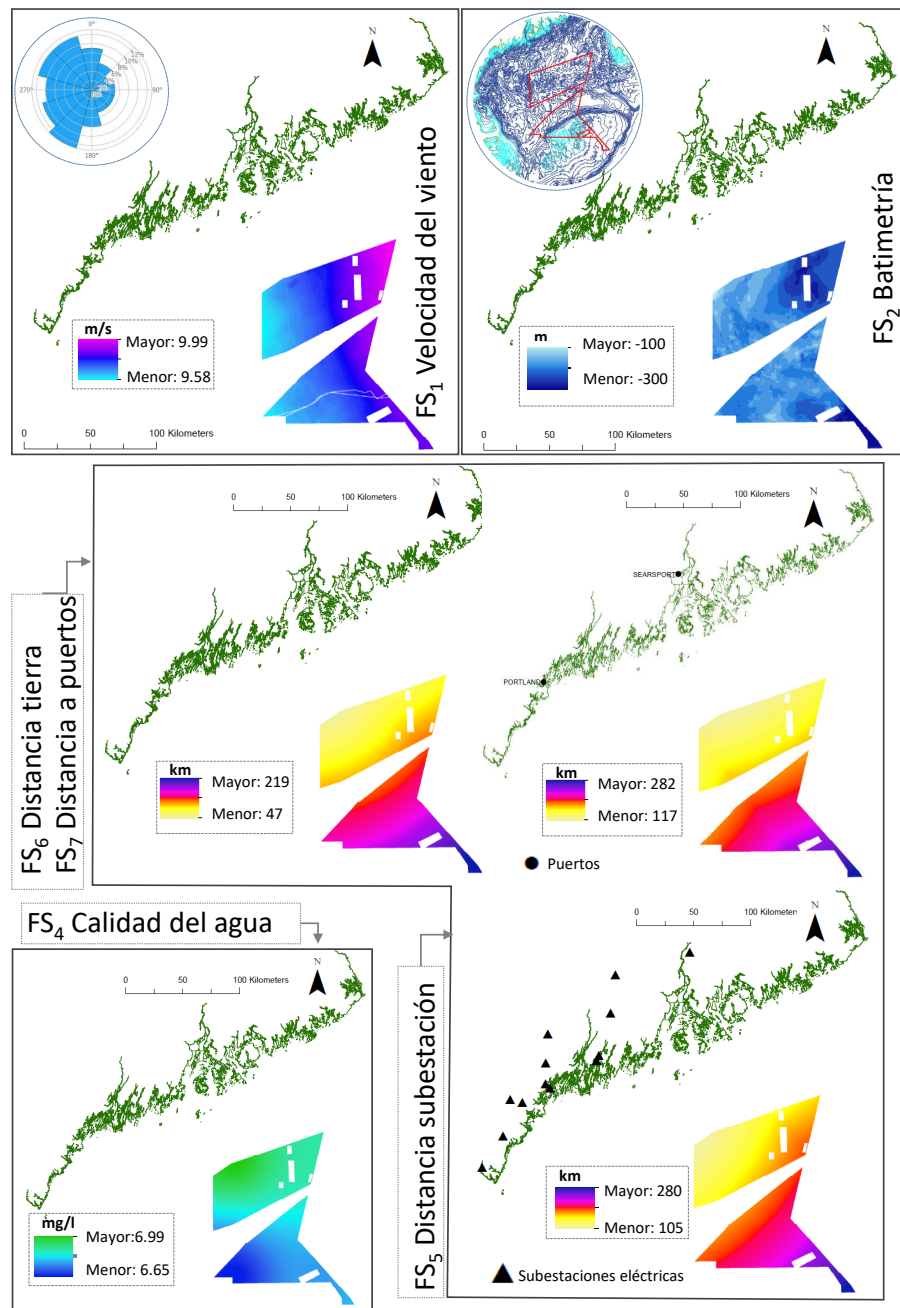


Figura 4.10: Capas temáticas. Factores de selección. Elaboración propia

como: costos de inversión (CAPEX FS₈), operación y mantenimiento (OPEX FS₉) y desmantelación (DECEX FS₁₀), ver Figura 4.11.

El mayor costo de una instalación eólica marina es el CAPEX, aproximadamente para nuestro estudio el 60 % del total. La variabilidad en nuestra zona de estudio depende fundamentalmente de la infraestructura eléctrica con aproximadamente 379,680 \$/km, desde la subestación en mar a la de tierra [178]. Con una potencia nominal de 1 GW por cada alternativa oscila entre 8,700 y 8,632 M\$.

El OPEX, costos de operación y mantenimiento, durante toda la vida útil de la instalación representa el casi 40 %, su variabilidad de la zona de estudio depende de la distancia a puerto para tareas de mantenimiento con aproximadamente \$8 cada 100 km [67].

El DECEX, gastos de desmantelamiento al final de la vida útil, su variabilidad principal depende igualmente de la distancia a puerto.

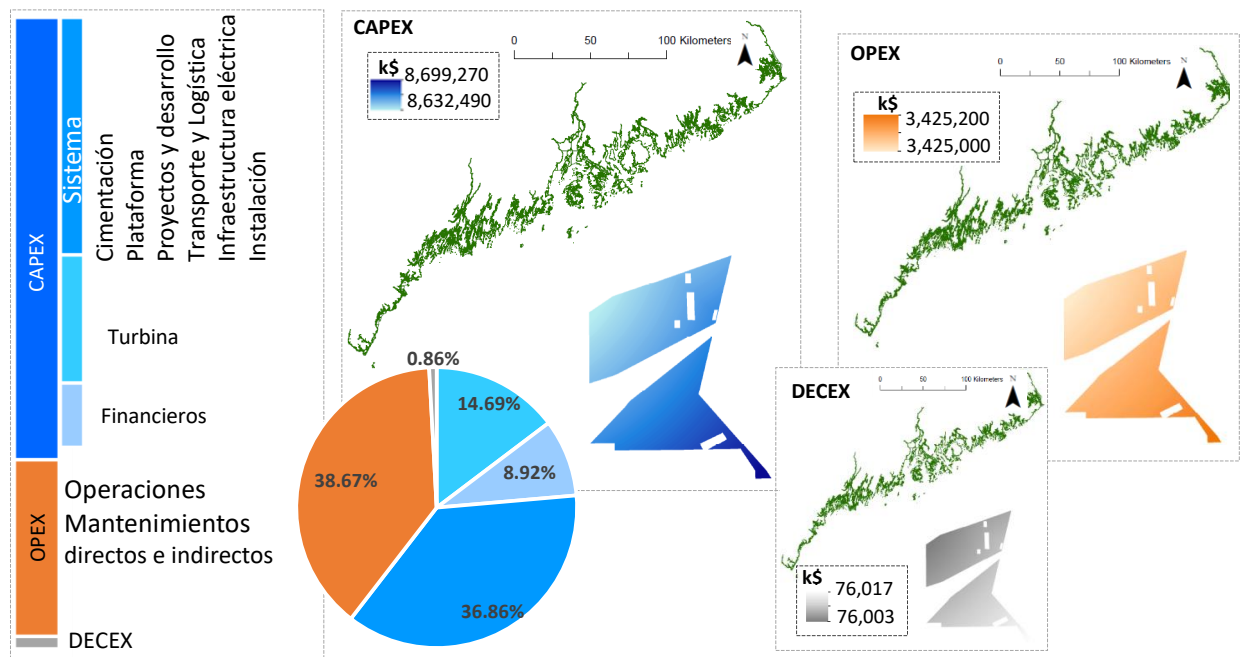


Figura 4.11: Capas temáticas. Factores de selección de costos. Elaboración propia

Diseño de alternativas. A partir del área y orientación del parque eólico prototipo, sobre el área potencial se obtienen 8 alternativas, ver Figura 4.12. Los atributos de cada alternativa se exportaron en formato hoja de cálculo (Excel) formando la

matriz de decisión que se utilizará para la evaluación de dichas alternativas.

– Matriz de decisión. Apéndice B.7 –

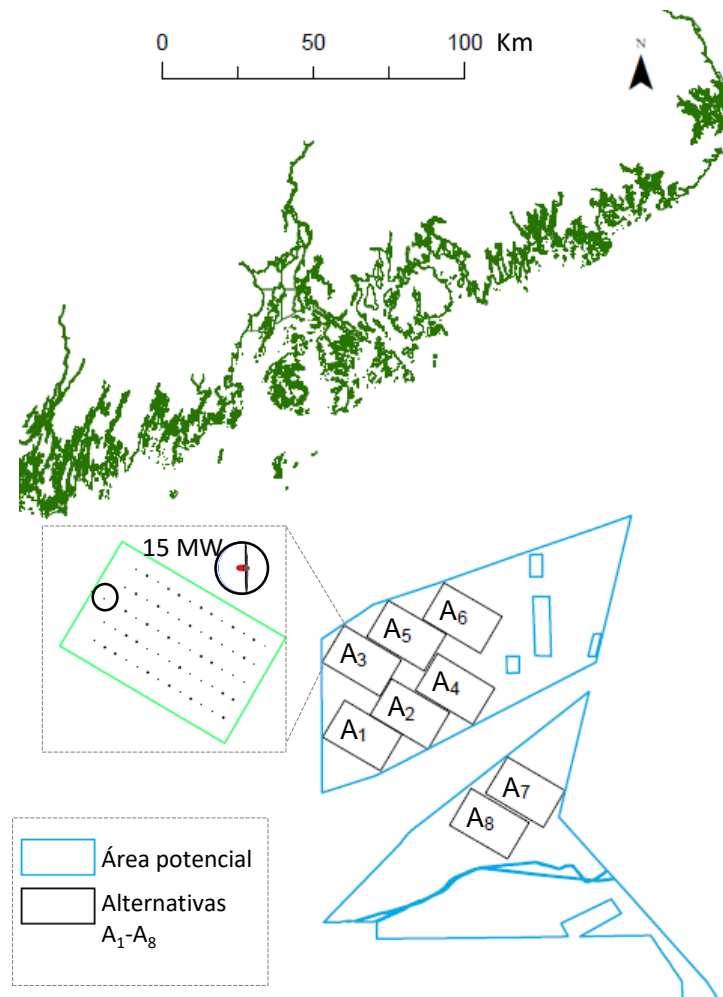


Figura 4.12: Diseño de las alternativas. Elaboración propia

Pesos de los factores de selección. Siguiendo la metodología, como paso previo a la evaluación de alternativas, se determina el peso de los factores de selección. El grupo de expertos involucrados en el proceso de decisión consistió en tres expertos especializados en el tipo de instalaciones (E_1 , E_2 and E_3).

Tabla 4.9: Pesos por cada factor de selección.

	FS₁	FS₂	FS₃	FS₄	FS₅	FS₆	FS₇	FS₈	FS₉	FS₁₀
Pesos	0.341	0.220	0.053	0.016	0.023	0.114	0.061	0.090	0.040	0.036

Por ejemplo, el experto E_3 realiza su valoración del factor de selección 1 (Velocidad del viento) con respecto del resto de factores de selección, donde es moderadamente importante comparado con la batimetría (FS_2), fuertemente importante comparado con la altura de las olas (FS_3), distancia a tierra (FS_6), CAPEX (FS_8), mucho más fuerte con la Distancia a puertos (FS_7) y el OPEX (FS_9) y de importancia extrema con la calidad del agua (FS_4), distancia a punto de conexión (FS_5) y DECEX (FS_{10}), ver Figura 4.13.

Cada uno de los expertos realiza su valoración pareada de cada factor de selección,

	FS₁	FS₂	FS₃	FS₄	FS₅	FS₆	FS₇	FS₈	FS₉	FS₁₀
FS₁	=	↑	↑•	↑••	↑••	↑•	↑••	↑•	↑••	↑••

= Igual importancia
 ↑ Importancia moderada
 ↑• Importancia fuerte
 ↑•• Importancia muy fuerte
 ↑••• Importancia extrema

Figura 4.13: Evaluación experto E_3 de Velocidad del viento (FS_1) con respecto al resto de factores de selección. Elaboración propia

obteniendo el peso de cada uno de ellos y el ratio de consistencia: $CRA1=0.0997$, $CRA2=0.099$, $CRA3=0.0988$. Todos los expertos validan su matriz al ser el ratio de consistencia <0.1 .

– Matrices de los expertos. Apéndice B.8 –

Analizando la ponderación individual los factores de selección que más destacan son la velocidad del viento (FS_1) y la batimetría (FS_2). Existen diferencias mínimas entre las valoraciones de los expertos. Las utilidades de estos pesos deben estar unificados, se consideran que todos los expertos tienen la misma importancia en el problema de decisión, por lo tanto, se utiliza la media geométrica para calcularlo, ver Figura 4.14.

El peso final de cada factor de selección se muestra en la tabla

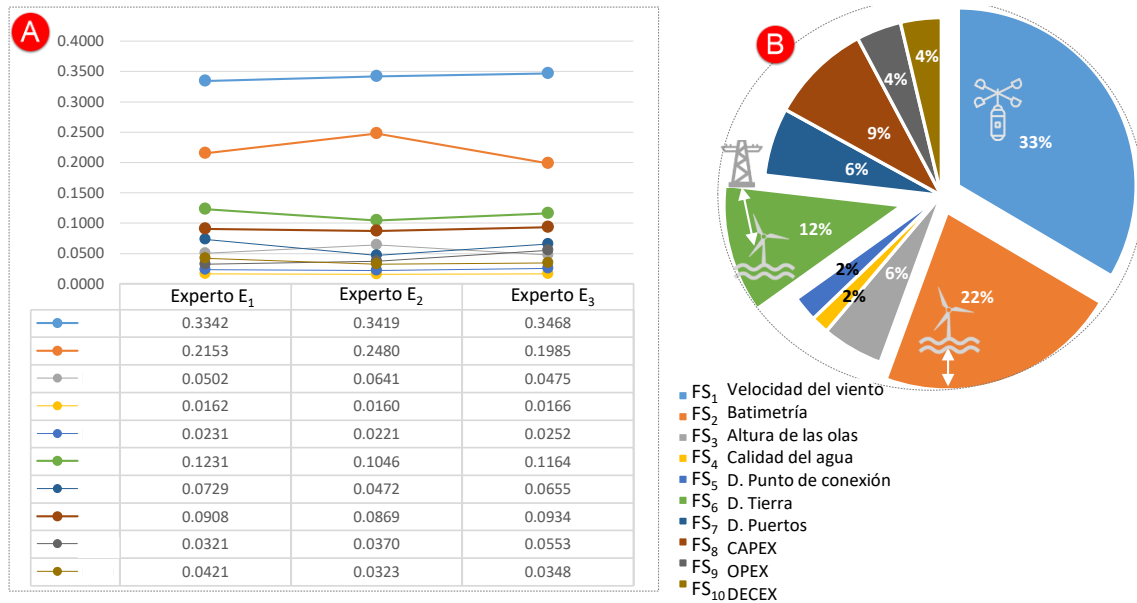


Figura 4.14: Peso de los expertos^(A). Total de los pesos^(B). Elaboración propia

Evaluación de alternativas. Las alternativas son evaluadas por tres métodos: Fuzzy GIS 3.4.4, TOPSIS 3.4.3 y SIMUS 3.4.5. Los dos primeros con la participación de los pesos, el último sin los pesos. Todos muy útiles para procesar factores de selección, con diferentes unidades numéricas. El objetivo es alcanzar la dimensión del efecto producido por cada factor de selección en cada alternativa. Cada método fue aplicado según la metodología.

Con *Fuzzy GIS*, fueron necesarios varios ajustes y análisis para poder trabajar con los datos espaciales recolectados. Las capas fueron normalizadas mediante una re-clasificación de los datos en una escala de 0 a 1. Las funciones utilizadas fueron *MSLarge* para los factores velocidad del viento(FS₁) y batimetría(FS₂), ya que son óptimos maximizados y para el resto *MSSmall* al ser óptimos minimizados, ver Figura 4.15. A continuación, se asignan los pesos obtenidos con AHP, se superponen las capas y se obtiene una nueva capa de puntuación de idoneidad.

Con el método *TOPSIS*, a partir de la matriz de decisión obtenida de SIG y los pesos de AHP, se normaliza la matriz y se construye la matriz ponderada normalizada. Se obtiene la proximidad relativa de cada alternativa a la solución ideal positiva,

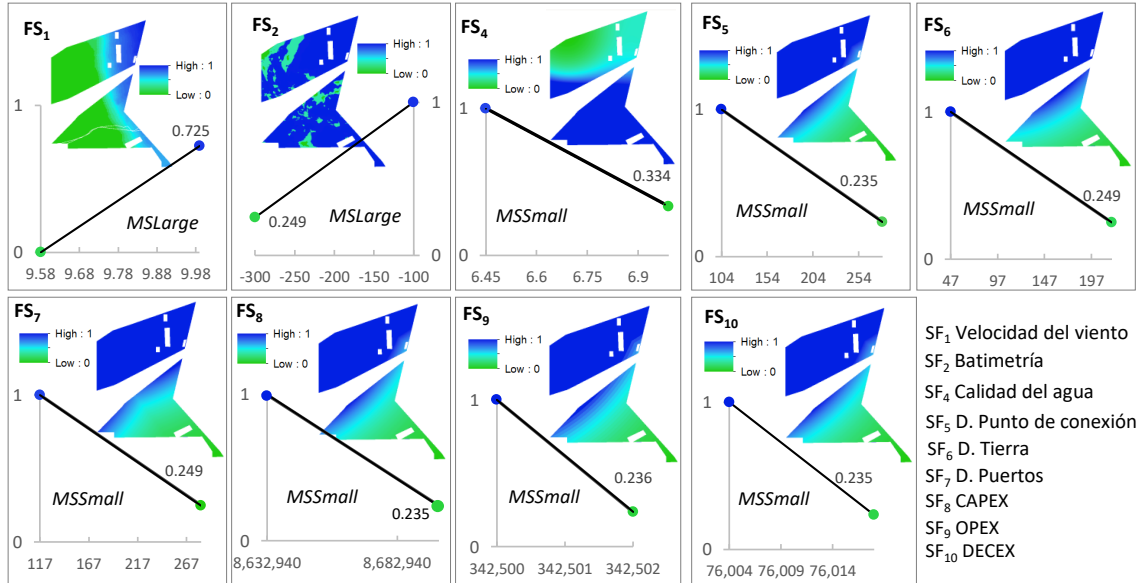


Figura 4.15: Normalización de factores de selección. Pertenencia difusa. Elaboración propia

ver tabla 4.10.

El método SIMUS, lo hemos utilizado en dos variantes: Una sin introducir los pesos obtenidos de los expertos con AHP y otra incluyendo los pesos. La primera opción, los ranking ERM y PDM son coincidentes en las 3 primeras alternativas, el resto obtienen la misma puntuación. La segunda opción ambos ranking coinciden, pero solamente valora las dos primeras opciones.

Tabla 4.10: Matriz ponderada normalizada. Solución ideal Positiva (di^+) and negativa (di^-). proximidad relativa de cada alternativa a la solución ideal positiva (PR_i).

Alternativas	FS ₁	FS ₂	FS ₃	FS ₄	FS ₅	FS ₆	FS ₇	FS ₈	FS ₉	FS ₁₀	di^+	di^-	PR_i
A ₁	0.1195	-0.0773	0.0189	0.0058	0.0077	0.0367	0.021	0.032	0.0143	0.0128	0.008	0.0165	0.674 [3]
A ₂	0.1202	-0.0824	0.0189	0.0058	0.0077	0.0384	0.0212	0.032	0.0143	0.0128	0.0125	0.0142	0.5322
A ₃	0.1198	-0.0735	0.0189	0.0059	0.0056	0.0322	0.0183	0.0319	0.0143	0.0128	0.0022	0.0231	0.9136 [1]
A ₄	0.1209	-0.0784	0.0189	0.0058	0.0078	0.0402	0.0208	0.032	0.0143	0.0128	0.0107	0.0135	0.5568
A ₅	0.1205	-0.0725	0.0189	0.0059	0.0057	0.034	0.0178	0.032	0.0143	0.0128	0.0023	0.0223	0.9101 [2]
A ₆	0.1212	-0.0819	0.0189	0.0059	0.0065	0.0376	0.0181	0.032	0.0143	0.0128	0.0109	0.0168	0.6065 [4]
A ₇	0.1217	-0.0771	0.0189	0.0057	0.0115	0.0507	0.0263	0.032	0.0143	0.0128	0.0217	0.0058	0.2108
A ₈	0.1209	-0.0782	0.0189	0.0057	0.0117	0.0501	0.027	0.032	0.0143	0.0128	0.0219	0.0045	0.1702

El ranking obtenido por el método TOPSIS, las primeras 4 alternativas son A_3 , A_5 , A_1 y A_6 , con el método Fuzzy GIS se intercambian las posiciones primera-segunda y tercera-cuarta con respecto a TOPSIS. La programación lineal de SIMUS, con ambos métodos las alternativas A_3 y A_5 coinciden en la primera y segunda posición, ver Figura 4.16.

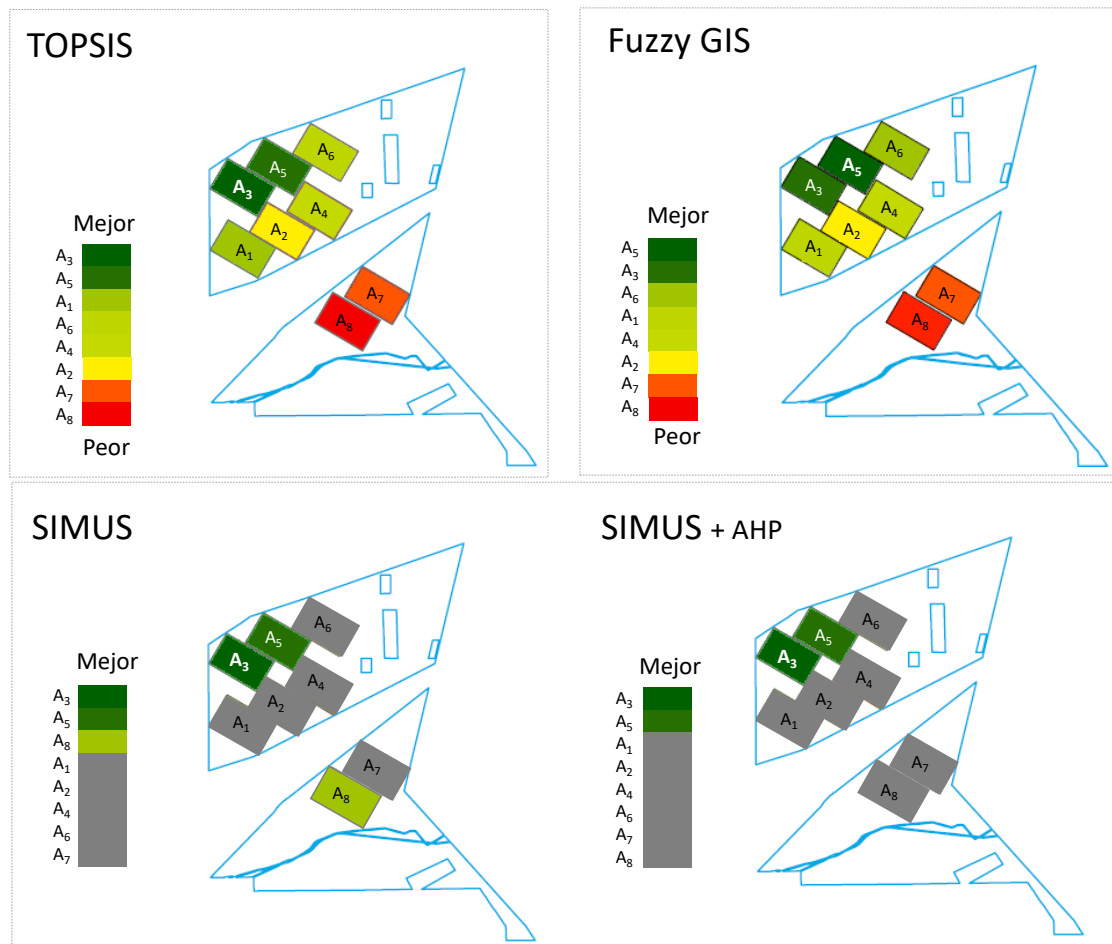


Figura 4.16: Ranking de cada método. Elaboración propia

4.2.3. Resultados

4.2.3.1. Mejor solución

La producción neta de las dos mejores alternativas se calcula con el programa WASP, se utiliza el mismo procedimiento del parque prototipo pero trasladando la ubicación de los aerogeneradores a cada una de las alternativas, se aplica el escenario de pérdidas 4.7.

La alternativa A_3 tiene una producción neta anual de 5,301.85 GWh/año y la alternativa A_5 de 5,246.63 GWh/año. Resumen de datos, ver tabla 4.11. La Figura 4.17 muestra los resultados en WASP para la alternativa.

Por lo tanto, la mejor alternativa para una instalación de potencia nominal de 1

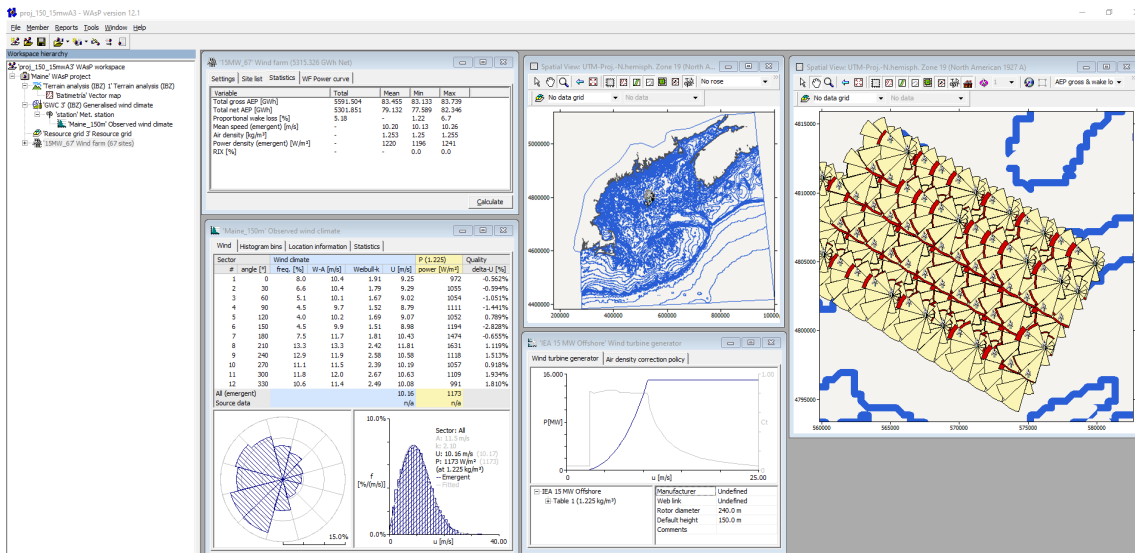


Figura 4.17: Resultado en WASP de la alternativa A_3 . Elaboración propia

GW es la A_3 . El indicador LCOE es 100.6 \$/MWh. Para generar 4,824.69 GWh/año de energía eléctrica, 29,020 tCO₂ son evitadas.

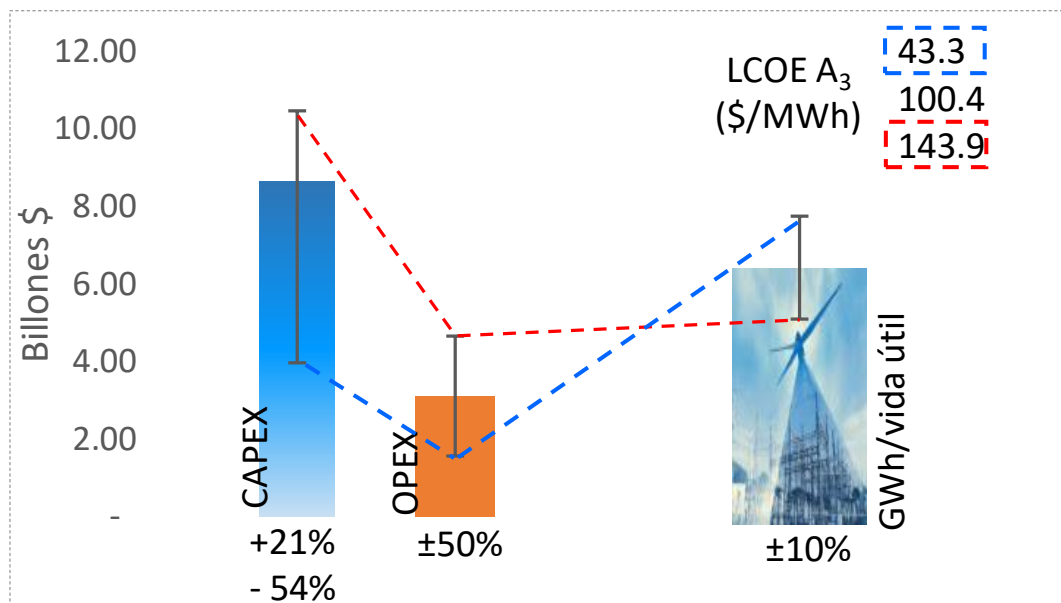
El LCOE de la mejor alternativa, puede tener grandes variaciones. El CAPEX representa la mayor variabilidad entre 2.470-6.500 \$/kW [178]. El escenario más positivo para la alternativa A_3 es 43.3\$/MWh, con una disminución del CAPEX del 54 %, OPEX del 50 % y un aumento de la generación eléctrica de 10 %. El escenario

Tabla 4.11: Estadísticas. Producción Anual. Alternativas A₃ y A₅

Variable	A ₃	A ₅
Producción de energía bruta anual (GWh/año)(Wasp)	5,591.50	5,596.41
Pérdidas de efecto estela (%) (Wasp)	5.18	6.25
Producción neta de energía anual (GWh/año) (Wasp)	5,301.85	5,246.63
Escenario de pérdidas	0.91	
Producción neta de energía anual (GWh/year)	4,824.69	4,774.44
Horas equivalentes(horas)	4,800.67	4,750.68
Factor de capacidad (%)	54.80	54.23

más negativo es 143.9 \$/ MWh, ver Figura 4.18.

La contaminación evitada manteniendo la producción constante, pero utilizando

Figura 4.18: Análisis de sensibilidad LCOE. Alternativa A₃. Elaboración propia

combustibles fósiles (carbón-4.83, petróleo-4.61) Mt CO₂eq. Factores de referencia: 2,21 libras/kwh para carbón y 2,11 libras/kwh para petróleo [24] y 0,006 kg/kWh para energía eléctrica eólica marina [92], ver Figura 4.19.

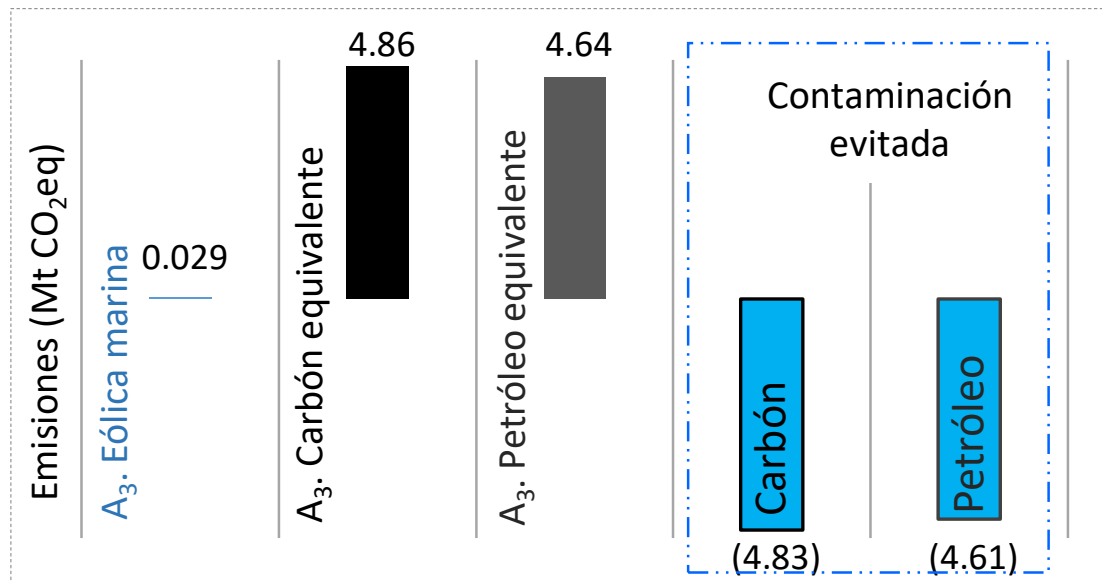


Figura 4.19: Emisiones evitadas. Alternativa A₃. Elaboración propia

4.2.3.2. Proyecciones

Una comparación de los resultados de la matriz, **análisis de datos** y **evaluación de recursos**, es programado en tres proyecciones diferentes enfocados a corto plazo (2030), medio plazo (2040) y largo plazo (2050). Por lo tanto, y en base a la totalidad del consumo (15,733.09 GWh/año) y energía eléctrica vertida a la red (4,836.73 GWh/año) de un parque eólico de 1 GW de potencia nominal, para cubrir el consumo total de **calefacción** con *bombas de calor* y sustitución de la flota de transporte de MCI gasolina por Vehículo eléctrico necesitamos la ampliación de este parque a **2 GW** de potencia nominal y posteriormente la replicación de la planta eólica por otra de características similares, obteniendo una potencia total instalada de **4 GW** con excedentes de energía.

Todo este despliegue se planifica en diferentes proyecciones enfocados a cumplir con los objetivos del estado, 100 % energía renovable para 2050 [224]. **Proyección 1**, ejecutado a corto plazo en el año 2030 con una planta eólica en mar de 1 GW de potencia nominal cubriendo el 25 % del consumo de calefacción y transporte. **Proyección 2**, con vistas a medio plazo, 2040, la ampliación de la planta a 2 GW.

Proyección 3, proyectado a largo plazo para el 2050, la réplica de la planta totalizando 4 GB de potencia nominal y cubriendo el 100 % del consumo.

Las proyecciones a medio y largo plazo deben estar alineadas con la mejor alternativa o en el caso de ser paralelas, la distancia entre una planta y otra debe tener espacio suficiente para mitigar las pérdidas de efecto estela.

4.3. Análisis y discusión de los resultados

4.3.1. Análisis estacional

El análisis estacional se basa en cinco indicadores: consumo de gasolina MCI, electricidad de VE, el consumo de calefacción con Fuel, electricidad para las bombas de calor, generación mensual del parque eólico offshore.

El consumo para transporte se asume igual para todos los meses del año, el consumo de calefacción se asocia al indicador HDD (*Heating Degree Days*)[6] del estado de Maine, muy utilizado para cuantificar la demanda de energía necesaria para calefacción [64].

Los consumos a partir de fuentes no renovables distan notablemente de los consumos a partir de electricidad renovable, el consumo para el transporte tiene una reducción media de un 67 % y el consumo para calefacción puede alcanzar una disminución hasta del 200 %.

El viento sopla a favor del cambio climático, la generación de energía eléctrica está alineada con el consumo de electricidad de las bombas de calor, los meses de mayor consumo (noviembre-marzo) corresponden a los meses de mayor generación.

El 46.46 % del total de generación de electricidad de la planta corresponde a estos meses y el 47.82 % del consumo total pertenece al mismo periodo, ver Figura 4.20.

4.3.2. Geometría

La geometría del área potencial con respecto al área prototipo de la instalación eólica, no juega a favor del viento, una orientación SO de las alineaciones daría

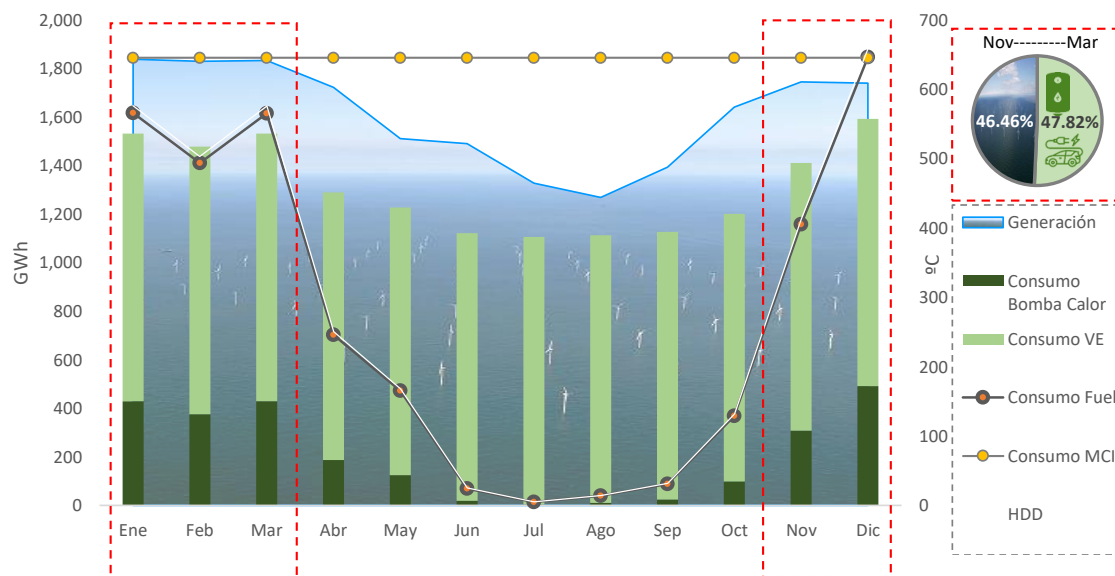


Figura 4.20: Análisis estacional. Elaboración propia

como resultado 13 alternativas, pero dado que las alineaciones están orientadas en la misma dirección que la rosa de energía de los vientos, la generación de energía eléctrica se vería afectada.

La orientación óptima de las alineaciones, la que más reduce el efecto de estela, es perpendicular a la dirección dominante de la rosa de energía, NW-SE, ver Figura 4.21.

Los espacios vacíos son perfectamente aprovechables ya sea para una subestación marina o para parques eólicos con menor potencia nominal u otras características técnicas.

4.3.3. Métodos de evaluación Multicriterio

El proceso de selección y evaluación de alternativas se ha llevado a cabo con sistemas híbridos de evaluación multicriterio: AHP + TOPSIS clásico, AHP + Fuzzy GIS, AHP + SIMUS y SIMUS.

Los dos primeros métodos tienen resultados muy similares, la primera alternativa del ranking de un método se intercambia con la segunda, lo mismo ocurre para las

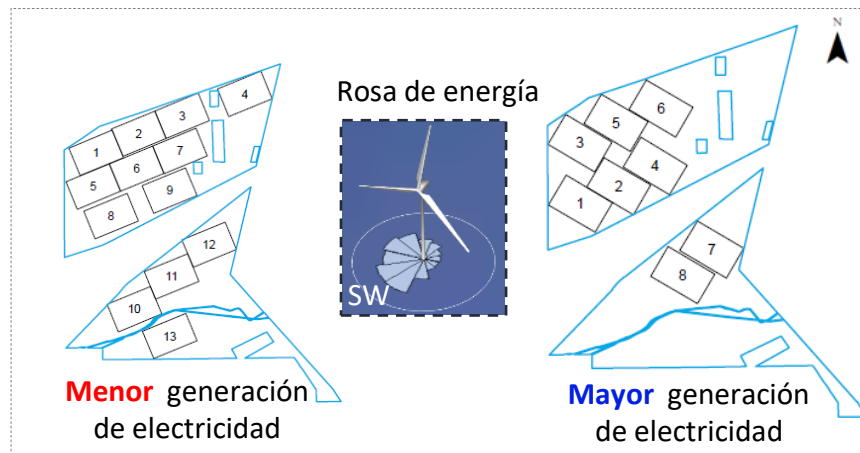


Figura 4.21: Geometría. Área potencial/Área planta eólica. Elaboración propia

alternativas situadas en la posición 3 y 4.

Ambos métodos operan con los mismos pesos para los factores de selección, funciones objetivo de máximo para la velocidad del viento y la batimetría y mínimo para el resto de factores de selección, la diferencia radica en la normalización, TOPSIS utiliza los valores reales y Fuzzy GIS transforma los valores reales a una escala de posibilidad de pertenencia de 0 a 1 (fusificación).

Dicha diferencia es parcialmente pequeña con respecto al total, para el ranking primero y segundo, TOPSIS un 0.08 % y Fuzzy GIS 0.12 %, ver figura 4.22.

Comparado con SIMUS, la primera y segunda posición coincide con TOPSIS en sus dos versiones, la versión SIMUS sin incluir pesos valora la alternativa A_8 como la tercera posición, debido a la variabilidad de la alternativa con respecto al resto y no valoración del peso.

4.3.4. Proyecciones

Se han planificado dos proyecciones a medio (2040) y largo plazo(2050), a continuación analizamos como se comportan las nuevas proyecciones con la planta existente.

Para esto se crean dos nuevos proyectos WAsP, uno para cada proyección.

Siguiendo el ranking de alternativas la **proyección 2** está formada con las alter-

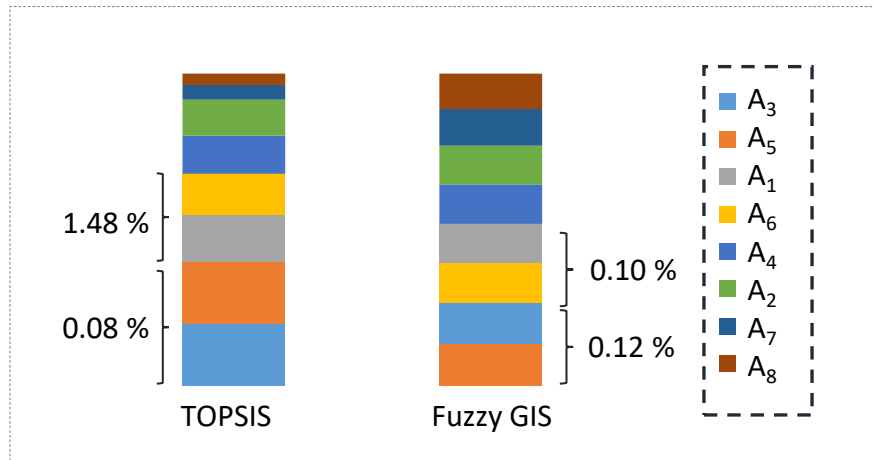


Figura 4.22: Comparación de evaluación de alternativas. TOPSIS / Fuzzy GIS. Elaboración propia

nativas A_3 (Proyección 1, ya existente) y A_5 generada individualmente. La energía vertida a la red analizada en conjunto, con los dos grupos de aerogeneradores es de 9,442.85 GWh anuales (incluida la diferencia del escenario de pérdidas), las pérdidas de efecto estela aumentan casi un 2 % con respecto a la planta de la alternativa A_3 , ver Figura 4.23.

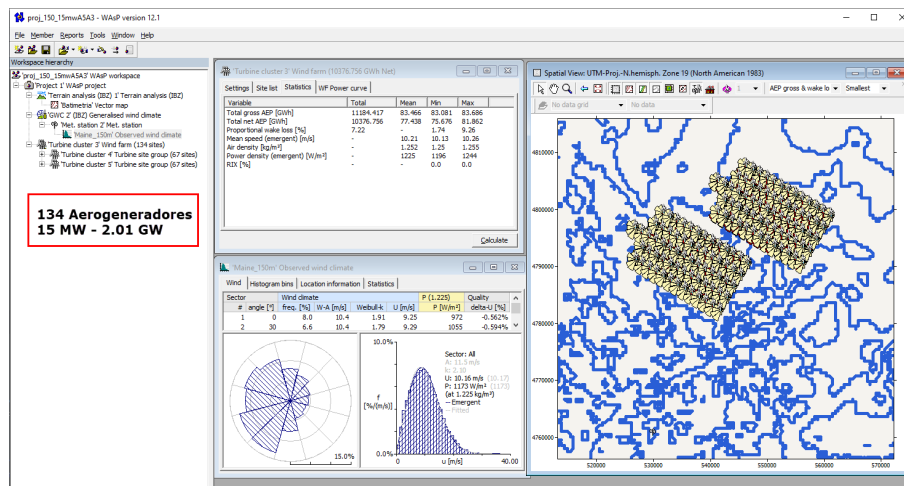


Figura 4.23: Proyección 2. Alternativas A_3 + A_5 . Elaboración propia

Tabla 4.12: Proyecciones 2030-2050.

	Proyección 1	Proyección 2	Proyección 3
	(corto plazo)	(medio plazo)	(largo plazo)
Año	2030	2040	2050
<i>Instalación eólica marina</i>			
Potencia Nominal (GW)	1.005	2.01	4.02
Producción de energía neta(GWh/año)	4,836.73	9,442.85	18,729.20
Aerogeneradores	67	134	268
Área (km ²)	301	732	1464
<i>Consumo cubierto</i>			
Calefacción (%-GWh/year)	624.85 (25 %)	1,249.70 (50 %)	2,499.41 (100 %)
Transporte (%-GWh/year)	3,308.42 (25 %)	6,616.84 (50 %)	13,233.68 (100 %)
Exceso de energía(GWh/año)	891	1,576.30	2,996.11

La **proyección 3** formada por la **proyección 2** unida a las alternativas A_1 y A_6 . La versión de WAsP utilizada no permite el calculo de pérdidas de estela de más de 200 turbinas, pero si calcula la producción bruta, a partir de esta cifra y tomando 2% de efecto estela unido al escenario de resto de pérdidas, la producción vertida la red es de 18,729.20 GWh anuales. El sobrante de energía asciende a 2,996.11 GWh/año. Tabla resumen 4.12

4.3.5. Análisis de sensibilidad

Una variedad relevante de factores influyen en los resultados obtenidos previamente. El consumo de energía eléctrica para el uso final de calefacción puede modificarse significativamente por el aumento de la población, las variaciones de temperatura exterior, las mejoras en la eficiencia energética de los edificios [43]; así como por las características técnicas de las bombas de calor como HSPF, SCOP, factor de capacidad, etc. [195].

De forma similar, el consumo de vehículos eléctricos puede verse afectado por el comportamiento de conducción, información sobre la topografía de la carretera, situación del tráfico, carga de la batería, aceleración, etc. [238, 76]

La generación de energía eléctrica de una planta eólica marina: aunque ya hemos planteado anteriormente un escenario típico de pérdidas y una evaluación de selección óptima, se puede ver afectada por otros factores imprevistos. Por estas causas desarrollamos un análisis de sensibilidad de cada proyección manteniendo constante

el consumo o la generación de energía eléctrica, con escenarios positivo y negativo de un $\pm 20\%$.

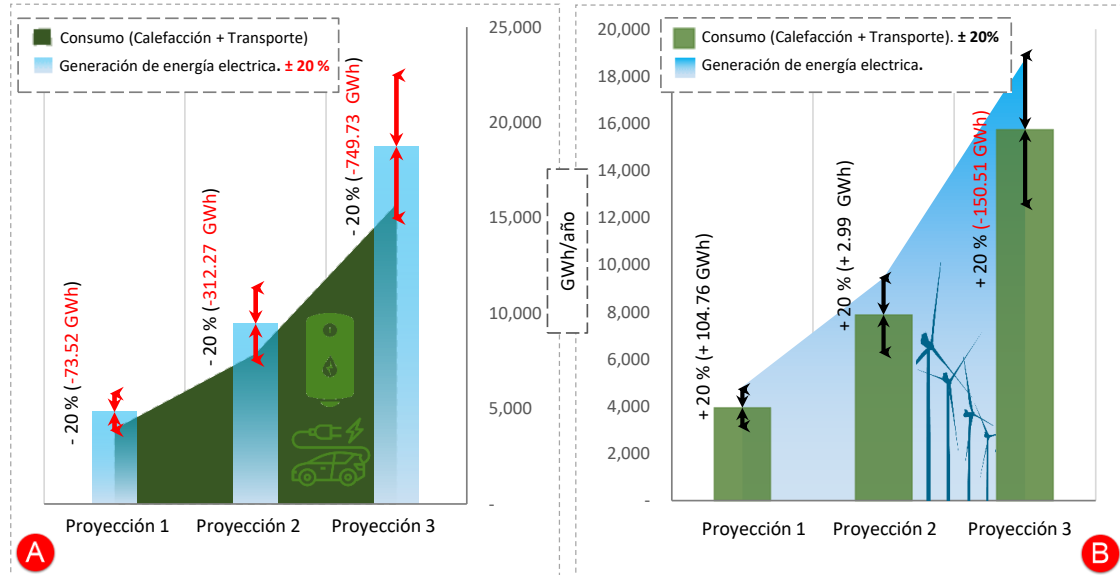


Figura 4.24: Análisis de sensibilidad ($\pm 20\%$): Generación de energía eléctrica^(A), Consumo Calefacción/Transporte^(B). Elaboración propia

El análisis de sensibilidad manteniendo el consumo constante y variando la generación de energía eléctrica arroja como es de esperar, que si aumentan la cantidad de GWh por año un 20% existirá un mayor excedente de energía disponible para su almacenamiento (1,856.36, 3,464.87 y 6,741.95 GWh/año) para la **proyección 1, 2 y 3** respectivamente. Sin embargo, si la generación de energía eléctrica se ve afectada por un 20% , se identifica una falta de generación para cubrir el consumo global (73.52, 312.27, 749.73 GWh/año para **proyección 1, 2 y 3**).

En el caso de que mantengamos constante la producción de energía eléctrica y varíe el consumo en una disminución del 20% , obviamente aumentará la energía excedente disponible para el almacenamiento. Si aumentamos el consumo en un 20% , resulta en las proyecciones 1 y 2 un excedente mínimo, para la proyección 3 existe una falta de generación (150.51 GWh/año).

Por lo tanto, en torno a una disminución del 20 % de generación de energía eléctrica y un aumento de más del 20 % del consumo, serían los rangos límites para evitar el apoyo de otra fuente renovable como una planta eólica en tierra o una planta de biomasa, ver Figura 4.24.

4.3.6. Análisis de nuevos consumos de energía por fuente:
emisiones evitadas

La participación de las renovables, manteniendo constante el resto de renovables e incluyendo los 4 GW adicionales de energía eólica marina, **aumenta** hasta un **64.5 %** del consumo total en la **Proyección 3** (65.639,09 GWh). La **energía eólica marina** representa un **28,77 %** (18.729,24 GWh/año), el consumo de gasolina desciende hasta un 0,8 % y el fuel destilado hasta un 12 %, ver Figura 4.25. El proceso de electrificación del transporte y la calefacción junto con una integra-

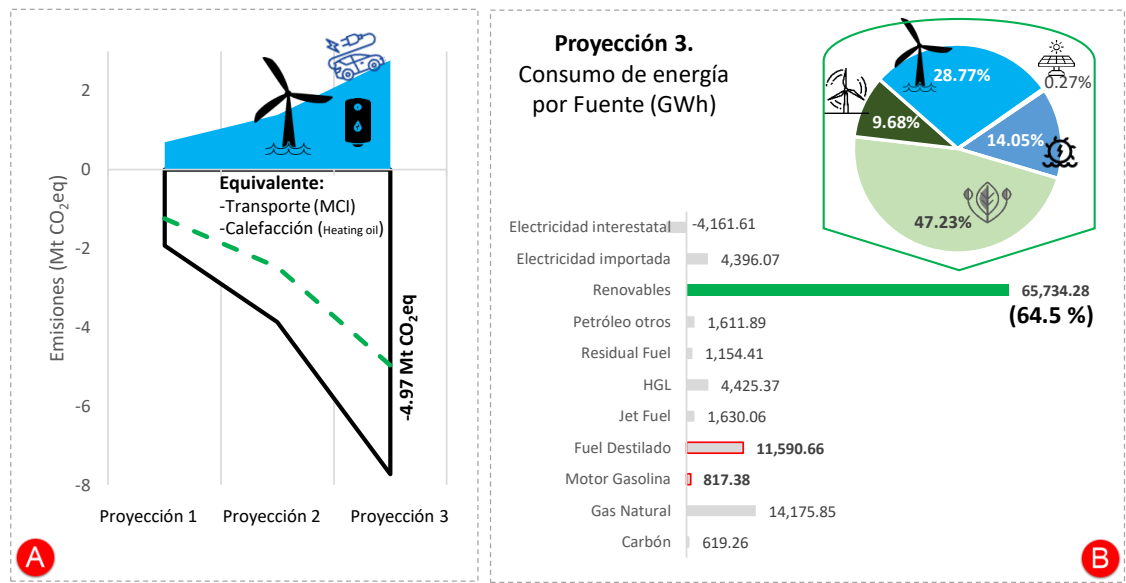


Figura 4.25: Emisiones evitadas^(A). Nuevo consumo de energía por fuente ^(B). Elaboración propia

ción renovable de la energía eólica marina puede reducir las emisiones en un 75 % [137].
Los factores de emisión de las tecnologías seleccionadas correspondientes pueden

variar debido a múltiples factores, como el rendimiento, los materiales utilizados, los procesos de producción, etc. [135, 130, 92, 133]. Las emisiones de la **Proyección 3** con las nuevas **tecnologías de electrificación** incorporadas suponen **2,77 Mt CO₂eq**, cubriendo los mismos requisitos de consumo. Al utilizar vehículos de gasolina (MCI) y fuel para calefacción, las emisiones serían de 7,73 Mt CO₂eq, lo que aumentaría las emisiones en un 380 %, **compensando 4,97 Mt CO₂eq**, ver Figura 4.25.

– Datos emisiones CO₂. Apéndice B.9 –

Capítulo 5

CONCLUSIONES, TRABAJOS FUTUROS Y PUBLICACIONES

RESUMEN: El objetivo de este capítulo es sintetizar las **conclusiones** de la presente investigación, enunciar las nuevas **líneas** abiertas de **investigación** y enumerar las **publicaciones** realizadas durante el tiempo de elaboración de esta tesis doctoral.

A lo largo de esta tesis, se ha desarrollado un nuevo modelo de conversión energética con el objetivo de integrar las energías renovables, específicamente el recurso eólico marino, en la descarbonización de los sectores críticos, transporte y climatización residencial. En este contexto, en la primera parte de esta capítulo se recogerán las conclusiones correspondientes al estado del arte, a las aportaciones metodológicas y a la evaluación del modelo de conversión energética.

A continuación, enunciamos las nuevas líneas potenciales abiertas tras la culminación de esta tesis.

Finalmente, las publicaciones realizadas en congresos y revistas científicas durante la elaboración.

5.1. Conclusiones

5.1.1. Conclusiones correspondientes al estado del arte

Con respecto al estado del arte en el Bloque I. Fundamentos teóricos, concluimos lo siguiente:

En relación a la transición energética:

- La transición energética es la única vía posible para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París y frenar el cambio climático.
- La fusión de las energías renovables y la electrificación de los sectores críticos, transporte y climatización, reducen notablemente las emisiones de CO₂.
- La transformación energética ocasiona beneficios y oportunidades económicas, sociales y ambientales, determinadas en mayor o menor medida por las políticas marcadas por cada país.

En relación a la energía eólica marina:

- El potencial eólico marino, sin explotar, a nivel global es inmenso. Se puede llegar a generar más de 400,000 TWh anuales de electricidad, prácticamente veinte veces más que la demanda actual de electricidad mundial. Las zonas más favorecidas son Norte América, Europa y el este de Asia.
- La evolución del sector es ascendente en la última década, tanto en el incremento de capacidad nominal como en energía eléctrica generada. Desde el punto de vista tecnológico el avance es exponencial, el salto de 3 a 12 MW de potencia nominal de un aerogenerador marino ha transcurrido en diez años.
- La energía eólica marina está liderada por Europa, es un claro ejemplo de madurez tecnológica, apta para impulsar el cambio del sistema energético actual.
- Los factores más relevantes que intervienen en la selección óptima de emplazamientos eólicos marinos y terrestres difieren, además de los factores geográficos obvios de su ubicación, los factores económicos en los emplazamientos marinos demuestran la importancia de estos indicadores para la comunidad científica.

5.1.2. Conclusiones correspondientes a las aportaciones metodológicas

Con respecto a las aportaciones metodológicas en el Bloque II. Metodología, concluimos lo siguiente:

En relación a los Sistemas de Información Geográfica (SIG):

- La integración de capas múltiples de factores en un SIG, nos permite procesar, analizar y exportar la información independiente o combinada, ya sea espacial o numérica.
- La respuesta de los SIG a los requerimientos de problemas complejos como la selección de emplazamientos óptimos es eficiente. Constituyen la base de: ubicación geográfica, cálculos de producción y toma de decisiones.

En relación a la aplicación informática eólica WAsP:

- Es una aplicación informática compleja y potente, aplicada sobre todo tipo de terreno, modela las instalaciones eólicas y obtiene el rendimiento energético de aerogeneradores individuales o de la planta. Esto nos permite realizar múltiples iteraciones con el objetivo de disminuir las pérdidas.
- Incluye versiones para los investigadores, de gran utilidad para realizar cálculos preliminares.

En relación a la toma de decisiones:

- El método AHP, ha sido utilizado para la ponderación de factores de selección, muy utilizada por la comunidad científica para diversos problemas de decisión.
- En la etapa de evaluación de alternativas se ha propuesto una metodología híbrida con el objetivo de comparar los resultados. TOPSIS tradicional, ejecutado manualmente. Fuzzy GIS, desde el programa GIS y SIMUS en dos versiones, con y sin ponderación de factores de selección, desde su entorno de macros con la hoja de cálculo Excel.

En relación al modelo de conversión energética:

- Se fundamenta en la electrificación con energías renovables, como su principal pilar.
- El objetivo principal: la electrificación de sectores críticos (Transporte y climatización), con fuentes renovables (Eólica marina).
- La estructura del modelo es una matriz donde la participación de la electricidad en el consumo final y la generación de electricidad a partir de fuentes renovables se evalúan en paralelo.
- Los resultados del modelo, se analizan, discuten y proyectan enfocados a los objetivos climáticos del Acuerdo de París para el año 2050.

5.1.3. Conclusiones correspondientes a la evaluación del modelo

Con respecto a la evaluación del modelo de conversión energética en el Bloque IV. Aplicación y resultados, concluimos lo siguiente:

En relación al análisis de datos del modelo de conversión:

- Los datos detallados de los consumos de climatización y transporte, que han servido de entrada en esta parte del modelo, son un ejemplo de transparencia energética de Estados Unidos.
- La sustitución de vehículos de MCI por VE y las tecnologías fuel para climatización por bombas de calor, por si solos, representan un ahorro energético notable por considerarse tecnologías de alta eficiencia.

En relación a la evaluación de recursos del modelo de conversión:

- El estudio estadístico descriptivo del comportamiento del recurso eólico marino, valida los resultados del potencial eólico de la zona. Sin embargo, cuando los factores restrictivos se restan del área de estudio, para no interferir en otras actividades y respetar las áreas bio-protegidas, la zona se reduce cerca del 70 %.
- La selección óptima de los emplazamientos difiere en las cuatro primeras alternativas. La selección final se realiza directamente con el cálculo de la generación de electricidad.

- La metodología híbrida de métodos de evaluación multicriterio unido a la integración de las aplicaciones GIS, AutoCAD y WAsP han resultado eficaces en el procesamiento de datos y en la toma de decisiones.

En relación a los resultados del modelo:

- La comparación de los resultados de la matriz (consumo/generación), demuestra que si es posible la sustitución de antiguas tecnologías no renovables con tecnologías eficientes renovables, alimentadas con el recurso eólico marino del Golfo de Maine.
- Tres proyecciones son planificadas. Proyecciones 1,2,3 con 1,2 y 4 GW de potencia nominal.
- Desde el punto de vista estacional, el recurso eólico de la zona está alineado con los máximos meses de consumo de climatización.
- Se demuestra la importancia de la orientación de las alineaciones de las plantas eólicas, perpendiculares a la dirección dominante del viento de la rosa de energía, para disminuir las pérdidas.
- El análisis de sensibilidad del consumo y la generación, sitúan entorno al 20 %, para una disminución de la generación a partir del recurso eólico y un aumento del consumo en transporte y climatización.
- En el 2050, comparando las nuevas tecnologías de electrificación con las tecnologías no renovables, las emisiones se verían compensadas en 4,97 Mt CO₂.
- La aportación de las renovables en el consumo de energía por fuente, sería del 64.5 %, con una participación de la eólica marina de casi el 30 %.

5.2. Trabajos futuros

5.2.1. Trabajos futuros en las aportaciones metodológicas

A continuación, se exponen las posibles líneas futuras de investigación en función de las aportaciones metodológicas de la tesis.

- Replicar el modelo con otra energía renovable o incluso con sistemas híbridos renovables.
- Implementar los nuevos escenarios de sustitución tecnológica, basados en la toma de decisiones con métodos de evaluación multicriterio.
- Ver que otros métodos se podrían aplicar tanto en la ponderación de factores de plantas eólicas marinas, como en la evaluación de alternativas.
- Extender el análisis de resultados al empleo. Cantidad de empleos perdidos versus nuevos generados. Sectores que pueden ser reorientados.
- A partir de la variabilidad estacionaria, introducir un indicador de periodos necesarios de almacenamiento.
- Crear un portal web eólico marino con los resultados independientes de las diferentes etapas del modelo para proyectos específicos, de esta manera investigadores y tomadores de decisión podrían comparar indicadores utilizados y resultados obtenidos.

5.2.2. Trabajos futuros en la evaluación del modelo

A continuación, se exponen las posibles líneas futuras de investigación en función de la evaluación del modelo para el Golfo de Maine.

- Cómo se comentaba en anteriores capítulos, Estados Unidos pertenece a las zonas de mayor potencial eólica marina. Hace extensible la evaluación del modelo al territorio nacional.
- Modificar el tipo de alineación, así como las distancias entre los aerogeneradores de las plantas eólicas con el fin de procesar nuevas iteraciones y comparar los resultados energéticos.
- Integrar nuevos modelos tecnológicos de turbinas en las diferentes proyecciones.
- Ampliar el número y tipo de tecnologías renovables eficientes en los escenarios de sustitución.

- Aumentar el número de participación de los expertos para la ponderación de los criterios y desarrollar un sistema informatizado anónimo de recogida de información.

5.3. Publicaciones

- Isabel C. Gil García, M. Socorro García-Cascales, Ángel Molina García. Wind energy review: global impact, challenges and barriers for its integration in electrical systems. 23th International Congress on Project Management and Engineering, AEIPRO, Málaga 10-12th July 2019, 1204-1217.
- I. C. Gil-García, M. S. García-Cascales, A. Fernández-Guillamón, and A. Molina-García. Categorization and analysis of relevant factors for optimal locations in onshore and offshore wind power plants: A taxonomic review. Journal of Marine Science and Engineering, 7(11), 2019.
- Adela Ramos-Escudero, Isabel C. Gil García, M. Socorro García-Cascales, Ángel Molina García. Shallow geothermal potential impact on the Energy Transition. Case study: Murcia Region, Spain. 20th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEE, Madrid 09-12th 2020.
- Isabel C. Gil García, M. Socorro García-Cascales, Ángel Molina García, Habib Dadher. Electric vehicle + renewable energies. Motor fusion in the energy transition. 24th International Congress on Project Management and Engineering, AEIPRO, Alcoy 10-12th July 2020.
- I. C. Gil-García, M. S. García-Cascales, A. Molina-García, H. Dadher. Electrifying heating and transportation energy demand based on offshore wind energy: the state of Maine (US) case example. Journal of Energy Economics, 2020. (Pendiente de publicación)
- I. C. Gil-García, M. S. García-Cascales, A. Molina-García, H. Dadher. Fuzzy GIS-based MCDM solution for the OptimalOffshore Wind Site Selection. The Gulf of Maine Case Example. Journal of Applied Energy, 2020. (Pendiente de publicación)

Apéndice A

Apéndice. Marco Teórico

A.1. Descripción de factores por categorías

Tabla A.1: Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría climática(C_1).

Factor	Descripción
Velocidad del viento ($F_{1,1}$)	Componente horizontal del desplazamiento del aire, directamente proporcional a la energía cinética (m/s)
Densidad de potencia ($F_{1,2}$)	Considere la velocidad del viento y la densidad del aire (W/m^2)
Dirección del viento ($F_{1,3}$)	Lado donde sopla el viento (grados sexagesimales)
Tiempo efectivo ($F_{1,4}$)	Ocurrencia de la velocidad del viento
Disponibilidad de datos ($F_{1,5}$)	Veracidad y precisión de la campaña de medición
Turbulencia ($F_{1,6}$)	Relación entre la desviación estándar de los valores de la velocidad del viento y su velocidad promedio, para cada conjunto de mediciones
Periodos de heladas ($F_{1,7}$)	Duración de los períodos de heladas
Desastres naturales ($F_{1,8}$)	Probabilidad de desastres naturales
Densidad del aire ($F_{1,9}$)	Relación entre masa y volumen de aire(kg/m^3). Influye en la energía cinética del aire

Tabla A.2: Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría geográfica(C_2).

Factor	Descripción
Pendiente ($F_{2,1}$)	Cuanto mayor sea el porcentaje de la pendiente de la tierra, menos probabilidades hay de instalar el parque eólico
Altitud ($F_{2,2}$)	A mayor altitud, aumentan las dificultades de instalación
Tipo de terreno ($F_{2,3}$)	Consistencia blanda o dura
Rugosidad ($F_{2,4}$)	Rugosidad del terreno causada por la elevación natural y el desarrollo humano
Área ($F_{2,5}$)	Área contenida dentro del perímetro de la instalación (m^2) o aguas territoriales del país
Profundidad del agua ($F_{2,6}$)	Batimetría. Profundidad del agua en el área seleccionada del mar (m). Es un factor técnico clave para decidir El tipo de estructura (fija o flotante)
Altura olas ($F_{2,7}$)	Altura de las olas en el área seleccionada del mar (m). Es un factor técnico clave para determinar los efectos de olas en la estructura (equilibrio, arrastre)
Calidad del agua ($F_{2,8}$)	Incluye algunas propiedades del agua, como el oxígeno disuelto (mg/l) para excluir las áreas destinadas a la acuicultura, o el nivel de corrosión.

Tabla A.3: Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría socio-ambiental(C_3).

Factor	Descripción
Áreas protegidas ($F_{3,1}$)	Áreas completamente protegidas desde un punto de vista legal (parques nacionales y naturales, reservas naturales, áreas protegidas, etc.)
Capacidad agrológica ($F_{3,2}$)	Idoneidad del suelo para determinados cultivos.
Impacto visual ($F_{3,3}$)	Impacto visual según normativa
Reducción de emisiones ($F_{3,4}$)	Contaminación evitada en comparación con la tecnología convencional de generación de energía.
Efecto estroboscópico ($F_{3,5}$)	Efecto de sombra parpadeante causado por la incidencia del sol en las palas de la turbina eólica.
Contribución de dependencia energética ($F_{3,6}$)	Ahorro de energía
Ruido ($F_{3,7}$)	El impacto del ruido en la calidad de vida
Población ($F_{3,8}$)	El nivel y la regularidad de la demanda de energía en el sitio.
Demanda de energía ($F_{3,9}$)	Suficiente demanda de electricidad que justifique la instalación.
Uso de la tierra ($F_{3,10}$)	Uso de la tierra para fines agrícolas, gubernamentales, etc.
Impacto en la flora y la fauna ($F_{3,11}$)	Influencia principalmente en aves, especies marinas, suelos y vegetación.
Rutas marítimas ($F_{3,12}$)	Rutas de movimiento de buques / embarcaciones
Zonas de pesca ($F_{3,13}$)	Zonas determinadas por las autoridades para la pesca.

Tabla A.4: Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría de Localización(C_4).

Factor	Descripción
Distancia o disponibilidad de carreteras ($F_{4,1}$)	Distancia a las carreteras, enfocada en disminuir los costos de instalación y mantenimiento, así como la seguridad en el transporte diario
Distancia a otras instalaciones eólicas ($F_{4,2}$)	Con el propósito de no exceder la estimación de la capacidad de carga
Distancia a líneas de transmisión ($F_{4,3}$)	Distancia entre cualquier infraestructura de telecomunicaciones y el parque eólico
Distancia a zonas urbanas ($F_{4,4}$)	Distancia entre áreas urbanas, pueblos o ciudades y áreas de ubicación. En previsión de futuras expansiones y de conformidad con el marco legislativo de cualquier país
Distancia a zonas militares o industriales ($F_{4,5}$)	Distancia entre zonas militares e industriales y áreas de ubicación
Distancia a la red ferroviaria ($F_{4,6}$)	Distancia entre líneas ferroviarias y posibles ubicaciones. Con el objetivo de aprovechar la aceptación social de las zonas
Distancia a puertos ($F_{4,7}$)	Distancia entre puertos y las posibles ubicaciones. Los puertos facilitan las tareas de ensamblaje y mantenimiento
Distancias aeropuertos ($F_{4,8}$)	Distancia entre el aeropuerto más cercano y los diferentes sitios posibles con el objetivo de no afectar el espacio aéreo o la futura expansión de aeropuertos e instalaciones. Espacio aéreo restringido por la Agencia de Aviación
Distancia al punto de acoplamiento eléctrico ($F_{4,9}$)	Distancia entre la red o línea de alimentación más cercana y los diferentes sitios posibles.
Distancia a zonas de entretenimiento o históricos ($F_{4,10}$)	Distancia entre entretenimiento, áreas históricas y los posibles sitios, adaptación al marco regulatorio del país
Distancia a fuentes de agua ($F_{4,11}$)	Distancia a los recursos hídricos (ríos, costas, lagos) y los posibles sitios
Distancia de cables subterráneos o tuberías ($F_{4,12}$)	Distancia o existencia de cables subterráneos o tuberías
Distancia a tierra ($F_{4,13}$)	Centrada en la ubicación de parques eólicos marinos mediante medidas reguladoras marcadas por el país
Distancia a otros puntos ($F_{4,14}$)	Distancia a otros puntos como restos de naufragios, faros

Tabla A.5: Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría Económica(C_5).

Factor	Descripción
Precio de venta de energía ($F_{5,1}$)	Importante para los ingresos de la instalación
Generación de energía ($F_{5,2}$)	Producción neta quitando las pérdidas
CAPEX ($F_{5,3}$)	costos de la infraestructura asociada con la inversión inicial
VAN ($F_{5,4}$)	Valor actual neto, indicador financiero
TIR ($F_{5,5}$)	Tasa interna de retorno, indicador financiero
Payback ($F_{5,6}$)	Periodo de recuperación (años)
Interés de prestamos ($F_{5,7}$)	Interés del préstamo solicitado en la inversión inicial
Capacidad instalada ($F_{5,8}$)	Capacidad instalada (MW)
OPEX ($F_{5,9}$)	Costos centrados en la fase de explotación (OPEX), ejemplo: costo de la tierra (en tierra), actividades portuarias (en alta mar)
Estabilidad de voltaje ($F_{5,10}$)	Estabilidad de voltaje para lograr la energía planificada
Contribución económica ($F_{5,11}$)	Contribución económica centrada en la creación de empleo, pago de impuestos en ayuntamientos, etc.
DECEX ($F_{5,12}$)	Costo de desmantelamiento, incluye la eliminación de las turbinas, cimientos etc.

Tabla A.6: Descripción de los factores involucrados en la ubicación óptima en los parques eólicos. Categoría Política(C_6).

Factor	Descripción
Incentivos ($F_{6,1}$)	Incentivos recibidos en compensación por producir energía eléctrica a partir de fuentes renovables
Impuestos ($F_{6,2}$)	Impuestos involucrados en la actividad
Medidas políticas ($F_{6,3}$)	Medidas políticas establecidas a favor de las energías renovables

Apéndice B

Apéndice. Caso de estudio

B.1. Datos de consumo y transformaciones

1-Datos fichero CSV

[illegible]

2-Datos hoja referencias CSV

MSN	Description	Unit
CLTXB	Coal total end-use consumption	Billion Btu
CLTXD	Coal average price, all end-use sectors	Dollars per million Btu
CLTXP	Coal total end-use consumption	Thousand barrels
CLTXV	Coal total end-use expenditures	Million dollars
COICB	Crude oil consumed by the industrial sector	Billion Btu
COICP	Crude oil consumed by the industrial sector	Thousand barrels
COPRK	Factor for converting crude oil production from physical units to Btu	Billion Btu per barrel
DFACB	Distillate fuel oil consumed by the transportation sector	Billion Btu
DFACD	Distillate fuel oil price in the transportation sector	Dollars per million Btu
DFACP	Distillate fuel oil consumed by the transportation sector	Thousand barrels
DFACV	Distillate fuel oil expenditures in the transportation sector	Million dollars
DFCBB	Distillate fuel oil consumed by the commercial sector	Billion Btu
DFCDD	Distillate fuel oil price in the commercial sector	Dollars per million Btu
DFCCP	Distillate fuel oil consumed by the commercial sector	Thousand barrels
DFCCV	Distillate fuel oil expenditures in the commercial sector	Million dollars
DFECB	Distillate fuel oil consumed by the electric power sector	Billion Btu

Exportación Datos externos (1)

Función BuscarV()
Hoja exportada +
referencias (2)

Operaciones (3):
Subtotales,
transformación de
unidades, funciones
estadísticas etc.

3-Fichero resultado

MSN	Concept	Unit	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	... "2018"
LCLEIB	Coal consumed by the electric power sector	Billion Btu	477	0	0	0	0	0	0	
CLICB	Coal consumed by the industrial sector	Billion Btu	14539	14637	13588	8773	5188	4895	4615	
CLCKCB	Coal consumed at coke plants (coking coal)	Billion Btu	27	0	250	0	0	0	0	
LCLOCB	Coal consumed by industrial users other than coke plants	Billion Btu	14512	14637	13338	8773	5188	4895	4615	
LCRCB	Coal consumed by the residential sector	Billion Btu	3034	2833	2466	2167	1667	1756	1580	
CLTCB	Coal total consumption	Billion Btu	20408	19505	17821	12541	8082	7992	7401	
CLTXB	Coal total end-use consumption	Billion Btu	19932	19505	17821	12541	8082	7992	7401	
ICOICB	Crude oil consumed by the industrial sector	Billion Btu	0	0	0	0	0	0	0	
DFACB	Distillate fuel oil consumed by the transportation sector	Billion Btu	7289	6169	5625	6690	7334	6983	7551	
DFCCB	Distillate fuel oil consumed by the commercial sector	Billion Btu	5802	6865	7244	7831	7049	7535	6982	
DFEIB	Distillate fuel oil consumed by the electric power sector	Billion Btu	220	283	325	300	381	520	515	
DFICB	Distillate fuel oil consumed by the industrial sector	Billion Btu	2343	2406	2714	2800	2911	2910	3357	
DFRCB	Distillate fuel oil consumed by the residential sector	Billion Btu	27536	32580	34379	37165	33454	35759	33134	
DFTCB	Distillate fuel oil total consumption	Billion Btu	43190	48303	50287	54787	51129	53706	51539	
MGACB	Motor gasoline consumed by the transportation sector	Billion Btu	42984	43576	43794	44607	45191	47026	48498	
MGCCB	Motor gasoline consumed by the commercial sector	Billion Btu	152	160	165	171	175	180	189	
MGICB	Motor gasoline consumed by the industrial sector	Billion Btu	874	815	1031	919	841	761	793	
MGTCB	Motor gasoline total consumption	Billion Btu	44011	44551	44989	45698	46208	47967	49481	
MGMTXB	Motor gasoline total end-use consumption	Billion Btu	44011	44551	44989	45698	46208	47967	49481	
MMTCB	Motor gasoline total consumption excluding fuel ethanol	Billion Btu	44011	44551	44989	45698	46208	47967	49481	

Figura B.1: Apéndice. Datos de consumo y transformaciones. Elaboración propia

B.2. Datos evolución del consumo

Tabla B.1: Datos. Evolución consumo (Gasolina-transporte, Fuel-calefacción)

Año	Fuel-Calefacción		Gasolina-Transporte	
	BTU(Billones)	GWh	BTU(Billones)	GWh
⋮				
1986	36902	10814.9091171654	69344	20322.7212026644
1987	36344	10651.3754526655	72885	21360.4859087476
1988	39810	11667.1598274987	79491	23296.5134852473
1989	36767	10775.3445209154	73219	21458.3716505809
1990	34872	10219.9748179988	73181	21447.2349494142
1991	34773	10190.9607807488	73390	21508.4868058309
1992	35773	10484.0318640821	73391	21508.7798769142
1993	35547	10417.7977992488	74255	21761.9932929142
1994	36530	10705.8866741654	74754	21908.2357634975
1995	44389	13009.1323180819	73831	21637.7311535809
1996	43935	12876.0780462485	76971	22557.9743552474
1997	43111	12634.5874735819	82220	24096.3044716639
1998	43948	12879.8879703319	79033	23162.2869290807
1999	43312	12693.4947613319	83549	24485.7959414139
2000	40483	11864.396666582	84407	24737.2509309139
2001	39861	11682.1064527487	73137	21434.3398217476
2002	39271	11509.194513582	86466	25340.6842914971
2003	52945	15516.6485070816	93600	27431.4533999969
2004	57485	16847.1912254148	86766	25428.6056164971
2005	49036	14371.0336423317	88472	25928.5848846637
2006	43124	12638.3973976652	86452	25336.5812963305
2007	41952	12294.9180879986	84658	24810.8117728305
2008	34618	10145.5347628322	79687	23353.9554175807
2009	31205	9145.28315541563	80000	23445.686666664
2010	26971	7904.42018858243	80034	23455.6510834973
2011	29244	8570.57076099903	79205	23212.695155414
2012	24252	7107.55991299919	76603	22450.1241965808
2013	25426	7451.62536483249	87494	25641.9613651638
2014	25972	7611.64217633247	91701	26874.9114127469
2015	32314	9470.29898683226	91624	26852.3449393303
2016	30611	8971.19893191565	93440	27384.5620266636
2017	31488	9228.22227199895	76181	22326.4481994141
2018	32098	9406.99563283226	75509	22129.5044314141

B.3. Muestra de campaña de datos de viento

Lat=42.99481 Lon=-68.63147 Hub-Height=120 Timezone=-4
 ASL-Height(avg. 3km-grid)=0 (file requested on 2020-04-01 08:26:21)
 VORTEX (www.vortex.es) - Computed at 3km resolution based on ERA5
 data (designed for correlation purposes)

YYYYMMDD HHMM	M(m/s)	D(deg)	T(C)	De(k/m3)	PRE(hPa)	RiNumber	RH(%)
20091231 2000	7.4	141	2.9	1.27	1006.0	-1.86	91.3
20091231 2100	7.3	132	3.0	1.27	1005.2	-0.71	94.1
20091231 2200	7.7	128	3.5	1.27	1004.3	-0.28	93.2
20091231 2300	8.1	124	4.0	1.26	1003.0	0.02	91.0
20100101 0000	8.4	119	4.5	1.26	1002.1	0.25	90.5
20100101 0100	8.8	119	4.7	1.26	1001.0	0.23	91.2
20100101 0200	9.1	119	4.9	1.25	1000.2	0.15	92.0
20100101 0300	9.1	115	4.9	1.25	999.5	0.13	93.2
20100101 0400	8.9	110	4.9	1.25	999.0	0.12	94.9
20100101 0500	8.0	106	4.8	1.25	998.4	0.13	95.8
20100101 0600	7.2	99	4.6	1.25	998.1	0.00	95.5
20100101 0700	6.9	85	4.5	1.25	998.0	0.42	95.5
20100101 0800	7.4	73	4.3	1.25	997.6	-0.22	95.6
20100101 0900	8.5	70	4.1	1.25	997.3	0.80	94.5
20100101 1000	9.1	67	3.7	1.26	997.3	-1.14	94.2
20100101 1100	9.4	67	3.3	1.26	997.0	-0.05	94.0
20100101 1200	9.5	66	2.8	1.26	996.4	-0.65	93.6
20100101 1300	10.0	65	2.5	1.26	995.6	-1.05	93.4
20100101 1400	10.3	65	2.3	1.26	994.9	-1.10	93.1
20100101 1500	9.9	69	2.3	1.26	995.0	-0.63	89.9
20100101 1600	9.5	72	2.3	1.26	995.0	-1.26	89.2
20100101 1700	9.3	74	2.3	1.26	994.8	-1.31	88.8
20100101 1800	9.1	75	2.3	1.26	994.9	-1.89	88.4
20100101 1900	8.8	72	2.1	1.26	994.2	-2.70	88.7
20100101 2000	8.6	67	2.0	1.26	993.9	-6.99	89.0
•							
•							
•							
20200319 2100	16.2	113	6.1	1.26	1009.1	0.29	90.6
20200319 2200	15.6	123	6.9	1.25	1008.0	0.33	92.6
20200319 2300	14.1	139	7.7	1.25	1006.3	0.35	96.4
20200320 0000	12.3	165	8.0	1.25	1005.2	0.37	100.0
20200320 0100	11.5	194	7.6	1.25	1004.3	0.47	100.0
20200320 0200	11.9	216	7.1	1.25	1003.4	0.50	100.0
20200320 0300	12.4	234	6.5	1.25	1002.9	0.46	100.0
20200320 0400	11.9	251	6.0	1.25	1002.5	0.47	100.0
20200320 0500	10.2	257	5.2	1.25	1002.1	0.52	99.9
20200320 0600	9.2	248	4.6	1.26	1002.8	0.55	99.2
20200320 0700	8.5	240	4.2	1.26	1002.1	0.57	98.9
20200320 0800	9.1	231	4.0	1.26	1002.0	0.52	98.5
20200320 0900	10.1	221	4.1	1.26	1001.5	0.43	98.0
20200320 1000	11.7	213	4.6	1.26	1000.8	0.32	96.8
20200320 1100	13.2	209	5.5	1.25	999.6	0.26	97.4
20200320 1200	14.2	209	6.5	1.24	998.1	0.27	99.6
20200320 1300	15.3	210	7.6	1.24	996.4	0.31	100.0
20200320 1400	16.7	216	8.4	1.23	995.0	0.34	100.0
20200320 1500	18.2	217	8.6	1.23	993.8	0.31	100.0
20200320 1600	19.7	215	8.8	1.23	992.2	0.27	99.9
20200320 1700	20.6	216	9.3	1.22	991.0	0.25	98.3
20200320 1800	20.8	220	10.1	1.22	990.7	0.26	95.1
20200320 1900	21.0	223	11.1	1.22	990.9	0.29	91.4

87,648 registros

Figura B.2: Apéndice. Muestra de campaña de datos de viento. Altura 150 metros.
 Elaboración propia

B.4. WAsP. Climate Analyst. 120 y 150 metros

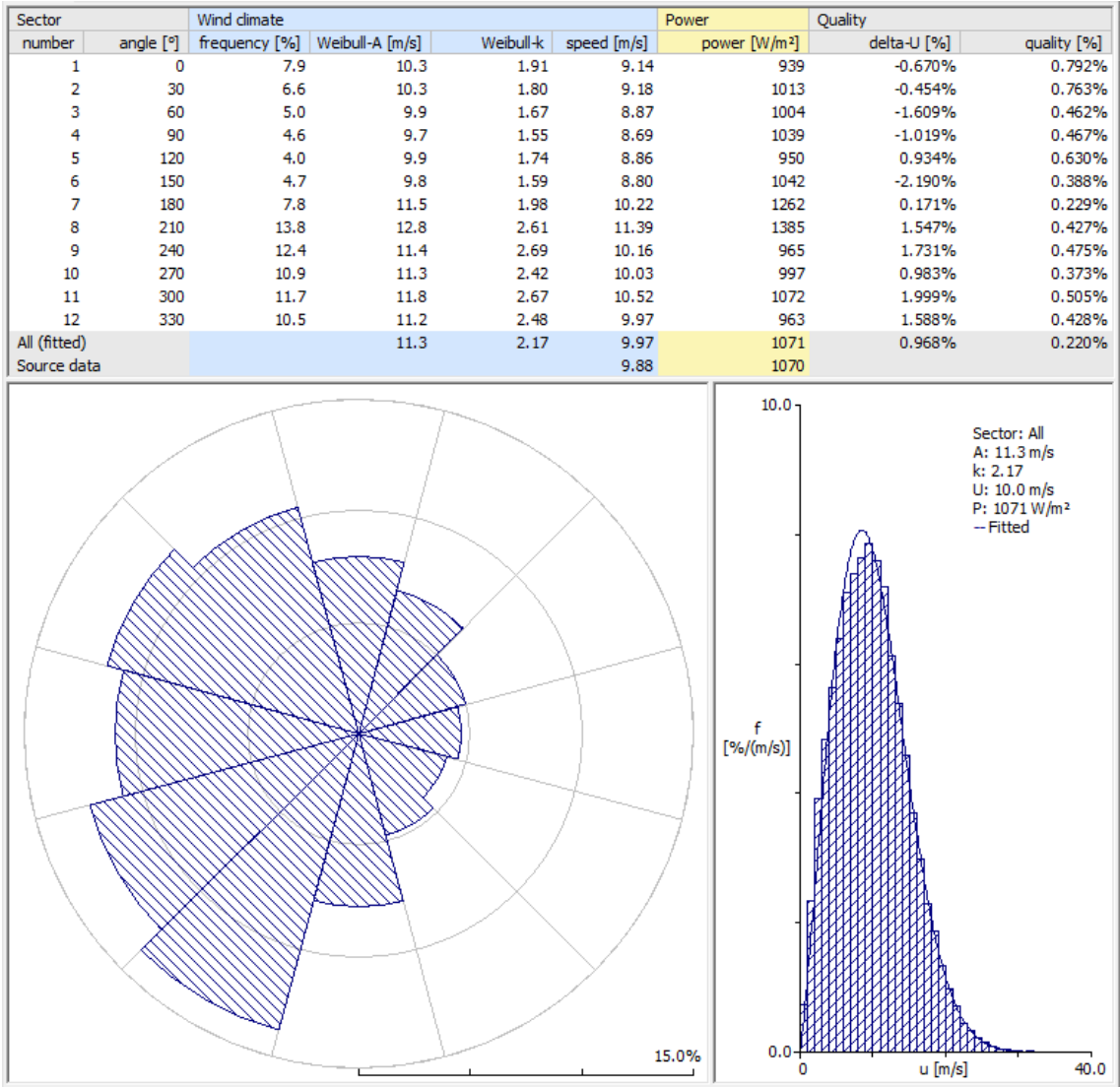


Figura B.3: Apéndice. Campaña de datos de viento, 120 metros. Resultados generales

All-sectors statistics													
	Weibull-A			Weibull-k			Mean speed			Power density			
Source data	-			-			10.10 m/s			1172 W/m²			
Fitted	11.5 m/s			2.10			10.17 m/s			1173 W/m²			
Emergent	-			-			10.16 m/s			1173 W/m²			
Combined	11.5 m/s			2.09			10.16 m/s			1173 W/m²			
Mean wind speeds (hourly, by month)													
Hour	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
0	11.7	12.0	11.8	11.7	9.9	9.9	9.4	8.9	9.2	10.7	11.2	11.3	10.6
1	11.8	11.8	11.6	11.7	10.0	10.0	9.5	8.9	9.2	10.7	11.2	11.3	10.6
2	11.7	11.7	11.5	11.5	10.1	9.9	9.4	8.8	9.3	10.6	11.2	11.3	10.6
3	11.6	11.5	11.6	11.3	10.0	9.8	9.2	8.5	9.2	10.6	11.1	11.2	10.5
4	11.6	11.3	11.5	11.1	9.9	9.7	9.0	8.2	9.2	10.5	11.1	11.1	10.4
5	11.5	11.1	11.3	11.0	9.7	9.6	8.6	7.9	9.1	10.3	11.1	10.9	10.2
6	11.3	10.9	11.2	10.9	9.6	9.4	8.3	7.6	9.0	10.2	11.0	10.8	10.0
7	11.2	10.6	11.2	10.7	9.4	9.2	7.9	7.3	8.8	9.9	10.8	10.6	9.8
8	11.3	10.5	11.3	10.5	9.3	9.1	7.6	7.1	8.6	9.9	10.7	10.5	9.7
9	11.3	10.5	11.4	10.5	9.2	8.9	7.4	7.0	8.5	9.9	10.7	10.5	9.7
10	11.4	10.6	11.4	10.4	9.1	8.9	7.3	7.0	8.4	10.0	10.8	10.5	9.7
11	11.4	10.6	11.5	10.3	9.1	8.8	7.3	7.1	8.4	10.0	10.8	10.5	9.7
12	11.4	10.7	11.4	10.2	9.0	8.7	7.3	7.2	8.4	10.0	10.8	10.6	9.7
13	11.3	10.8	11.5	10.2	9.1	8.7	7.5	7.2	8.4	10.1	10.7	10.7	9.7
14	11.2	11.0	11.6	10.2	9.1	8.9	7.7	7.4	8.4	10.1	10.7	10.6	9.7
15	11.1	11.3	11.7	10.2	9.1	9.0	7.9	7.6	8.4	10.1	10.7	10.6	9.8
16	11.2	11.5	11.7	10.2	9.2	9.1	8.1	7.8	8.4	10.2	10.8	10.8	9.9
17	11.3	11.6	11.6	10.2	9.2	9.1	8.2	8.0	8.4	10.3	10.9	10.9	10.0
18	11.3	11.7	11.4	10.3	9.2	9.1	8.3	8.1	8.4	10.3	10.9	11.0	10.0
19	11.3	11.7	11.4	10.5	9.2	9.2	8.4	8.2	8.4	10.3	10.9	11.0	10.0
20	11.4	11.9	11.5	10.8	9.3	9.4	8.6	8.4	8.6	10.4	11.0	11.2	10.2
21	11.5	12.1	11.7	11.2	9.5	9.6	8.8	8.6	8.7	10.6	11.0	11.2	10.4
22	11.6	12.2	11.8	11.5	9.7	9.7	9.0	8.8	8.9	10.6	11.1	11.3	10.5
23	11.7	12.2	11.9	11.6	9.8	9.9	9.2	9.0	9.0	10.7	11.1	11.4	10.6
Average	11.4	11.3	11.5	10.8	9.5	9.3	8.3	7.9	8.7	10.3	10.9	10.9	10.1
Mean wind speeds (yearly, by month)													
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
2009	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	7.6	7.6
2010	10.7	11.5	12.2	9.1	9.8	8.9	8.3	8.5	10.3	11.7	11.3	11.7	10.3
2011	9.4	11.8	11.3	12.0	10.2	8.4	8.5	8.8	8.2	10.3	11.0	10.7	10.1
2012	11.0	9.8	10.3	9.7	7.8	8.7	7.2	7.6	8.5	9.8	9.4	11.0	9.2
2013	11.5	12.1	11.1	10.1	9.0	10.2	8.2	7.9	8.7	7.9	11.5	10.4	9.9
2014	12.0	10.2	10.9	11.5	9.0	9.1	10.8	6.8	7.3	10.6	11.5	10.7	10.0
2015	12.6	11.4	11.2	10.9	11.1	9.1	7.5	7.3	8.7	10.8	10.4	9.9	10.1
2016	11.7	12.2	11.2	10.6	9.2	8.9	8.7	8.7	9.0	10.0	9.3	11.8	10.1
2017	11.4	12.3	12.2	11.3	9.7	11.5	8.0	7.6	9.6	10.9	10.7	10.7	10.5
2018	13.0	11.4	13.2	10.3	9.6	9.6	8.4	8.6	8.1	10.1	12.3	10.2	10.4
2019	11.8	11.9	11.2	12.3	9.2	8.9	7.5	7.7	8.9	10.7	11.9	11.8	10.3
2020	10.6	10.1	12.4	---	---	---	---	---	---	---	---	---	11.0
Average	11.4	11.3	11.6	10.8	9.5	9.3	8.3	7.9	8.7	10.3	10.9	10.6	10.0

Figura B.4: Apéndice. Campaña de datos de viento, 120 metros. Estadísticas

Bin	Sector												
number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
<= 1	8	11	11	14	16	14	6	4	5	5	7	5	7
<= 2	21	28	37	47	41	41	26	14	17	19	17	21	23
<= 3	39	45	55	72	83	62	40	27	27	33	30	32	39
<= 4	48	58	67	80	82	77	55	32	38	44	37	40	48
<= 5	62	67	74	94	70	74	58	40	49	52	48	51	56
<= 6	77	69	85	78	75	83	63	46	61	65	52	60	64
<= 7	90	78	82	80	79	84	69	55	74	68	59	68	71
<= 8	97	93	85	64	59	74	74	61	70	75	67	79	74
<= 9	93	90	76	64	63	72	69	67	77	82	78	76	76
<= 10	94	91	72	55	69	60	70	69	85	80	79	95	79
<= 11	84	79	64	56	54	51	66	74	82	81	82	93	76
<= 12	68	68	49	46	51	42	60	77	89	76	83	86	72
<= 13	52	43	41	42	46	39	53	68	78	63	77	71	61
<= 14	38	30	29	41	36	38	52	69	66	53	73	59	54
<= 15	25	23	26	24	29	37	46	63	53	54	63	46	46
<= 16	19	21	26	23	31	28	36	55	42	46	45	33	37
<= 17	17	23	23	21	28	23	34	45	29	35	35	25	30
<= 18	12	12	25	18	23	22	25	40	22	24	21	16	23
<= 19	13	15	18	18	18	18	26	32	16	13	16	14	19
<= 20	10	16	13	13	13	11	20	21	9	14	11	8	13
<= 21	9	12	11	9	7	12	12	15	5	9	8	9	10
<= 22	8	7	10	8	8	11	10	10	3	4	8	4	7
<= 23	4	5	6	8	6	7	10	7	1	2	3	2	4
<= 24	3	6	3	8	6	5	7	4	1	2	1	2	3
<= 25	3	3	2	5	4	5	5	2	0	0	0	2	2
<= 26	1	1	3	6	2	5	3	2	0	0	0	1	2
<= 27	1	2	1	4	1	2	2	1	0	0	0	1	1
<= 28	2	1	2	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0
<= 29	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
<= 30	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 32	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 34	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 37	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Figura B.5: Apéndice. Campaña de datos de viento, 120 metros. Histograma por sectores

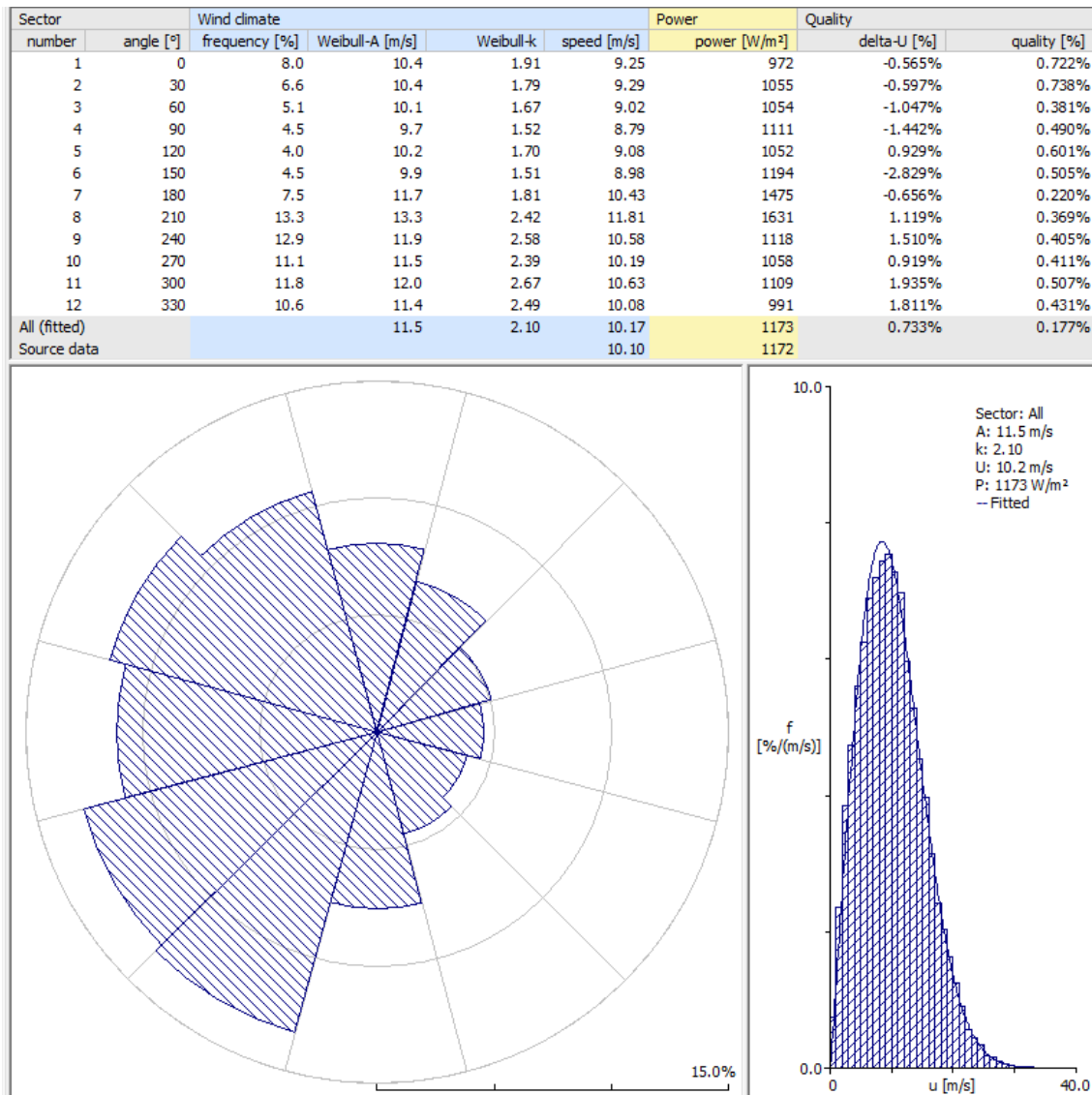


Figura B.6: Apéndice. Campaña de datos de viento, 150 metros. Resultados generales

All-sectors statistics														
				Weibull-A			Weibull-k				Mean speed			Power density
Source data (89568)				-			-				10.10 m/s			1172 W/m ²
Fitted				11.5 m/s			2.10				10.17 m/s			1173 W/m ²
Emergent				-			-				10.16 m/s			1173 W/m ²
Combined				11.5 m/s			2.09				10.16 m/s			1173 W/m ²
Mean wind speeds (hourly, by month)														
Hour	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year	
0	11.7	12.0	11.8	11.7	9.9	9.9	9.4	8.9	9.2	10.7	11.2	11.3	10.6	
1	11.8	11.8	11.6	11.7	10.0	10.0	9.5	8.9	9.2	10.7	11.2	11.3	10.6	
2	11.7	11.7	11.5	11.5	10.1	9.9	9.4	8.8	9.3	10.6	11.2	11.3	10.6	
3	11.6	11.5	11.6	11.3	10.0	9.8	9.2	8.5	9.2	10.6	11.1	11.2	10.5	
4	11.6	11.3	11.5	11.1	9.9	9.7	9.0	8.2	9.2	10.5	11.1	11.1	10.4	
5	11.5	11.1	11.3	11.0	9.7	9.6	8.6	7.9	9.1	10.3	11.1	10.9	10.2	
6	11.3	10.9	11.2	10.9	9.6	9.4	8.3	7.6	9.0	10.2	11.0	10.8	10.0	
7	11.2	10.6	11.2	10.7	9.4	9.2	7.9	7.3	8.8	9.9	10.8	10.6	9.8	
8	11.3	10.5	11.3	10.5	9.3	9.1	7.6	7.1	8.6	9.9	10.7	10.5	9.7	
9	11.3	10.5	11.4	10.5	9.2	8.9	7.4	7.0	8.5	9.9	10.7	10.5	9.7	
10	11.4	10.6	11.4	10.4	9.1	8.9	7.3	7.0	8.4	10.0	10.8	10.5	9.7	
11	11.4	10.6	11.5	10.3	9.1	8.8	7.3	7.1	8.4	10.0	10.8	10.5	9.7	
12	11.4	10.7	11.4	10.2	9.0	8.7	7.3	7.2	8.4	10.0	10.8	10.6	9.7	
13	11.3	10.8	11.5	10.2	9.1	8.7	7.5	7.2	8.4	10.1	10.7	10.7	9.7	
14	11.2	11.0	11.6	10.2	9.1	8.9	7.7	7.4	8.4	10.1	10.7	10.6	9.7	
15	11.1	11.3	11.7	10.2	9.1	9.0	7.9	7.6	8.4	10.1	10.7	10.6	9.8	
16	11.2	11.5	11.7	10.2	9.2	9.1	8.1	7.8	8.4	10.2	10.8	10.8	9.9	
17	11.3	11.6	11.6	10.2	9.2	9.1	8.2	8.0	8.4	10.3	10.9	10.9	10.0	
18	11.3	11.7	11.4	10.3	9.2	9.1	8.3	8.1	8.4	10.3	10.9	11.0	10.0	
19	11.3	11.7	11.4	10.5	9.2	9.2	8.4	8.2	8.4	10.3	10.9	11.0	10.0	
20	11.4	11.9	11.5	10.8	9.3	9.4	8.6	8.4	8.6	10.4	11.0	11.2	10.2	
21	11.5	12.1	11.7	11.2	9.5	9.6	8.8	8.6	8.7	10.6	11.0	11.2	10.4	
22	11.6	12.2	11.8	11.5	9.7	9.7	9.0	8.8	8.9	10.6	11.1	11.3	10.5	
23	11.7	12.2	11.9	11.6	9.8	9.9	9.2	9.0	9.0	10.7	11.1	11.4	10.6	
Average	11.4	11.3	11.5	10.8	9.5	9.3	8.3	7.9	8.7	10.3	10.9	10.9	10.1	
Mean wind speeds (yearly, by month)														
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year	
2009	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	7.6	7.6	
2010	10.7	11.5	12.2	9.1	9.8	8.9	8.3	8.5	10.3	11.7	11.3	11.7	10.3	
2011	9.4	11.8	11.3	12.0	10.2	8.4	8.5	8.8	8.2	10.3	11.0	10.7	10.1	
2012	11.0	9.8	10.3	9.7	7.8	8.7	7.2	7.6	8.5	9.8	9.4	11.0	9.2	
2013	11.5	12.1	11.1	10.1	9.0	10.2	8.2	7.9	8.7	7.9	11.5	10.4	9.9	
2014	12.0	10.2	10.9	11.5	9.0	9.1	10.8	6.8	7.3	10.6	11.5	10.7	10.0	
2015	12.6	11.4	11.2	10.9	11.1	9.1	7.5	7.3	8.7	10.8	10.4	9.9	10.1	
2016	11.7	12.2	11.2	10.6	9.2	8.9	8.7	8.7	9.0	10.0	9.3	11.8	10.1	
2017	11.4	12.3	12.2	11.3	9.7	11.5	8.0	7.6	9.6	10.9	10.7	10.7	10.5	
2018	13.0	11.4	13.2	10.3	9.6	9.6	8.4	8.6	8.1	10.1	12.3	10.2	10.4	
2019	11.8	11.9	11.2	12.3	9.2	8.9	7.5	7.7	8.9	10.7	11.9	11.8	10.3	
2020	10.6	10.1	12.4	---	---	---	---	---	---	---	---	---	11.0	
Average	11.4	11.3	11.6	10.8	9.5	9.3	8.3	7.9	8.7	10.3	10.9	10.6	10.0	

Figura B.7: Apéndice. Campaña de datos de viento, 150 metros. Estadísticas

Bin	Sector												Total
number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
<= 1	8	11	12	16	16	13	8	4	4	5	5	6	7
<= 2	24	25	40	43	44	42	29	15	15	19	17	21	24
<= 3	36	44	55	72	78	67	42	26	27	32	30	33	39
<= 4	48	57	67	82	82	72	55	32	36	44	36	39	47
<= 5	62	67	74	92	72	73	60	40	48	52	47	49	56
<= 6	76	70	79	79	71	86	62	45	56	65	51	60	63
<= 7	87	76	79	78	80	78	67	55	72	65	60	65	69
<= 8	94	91	83	61	57	72	71	59	68	74	65	77	72
<= 9	91	89	74	65	57	73	68	64	72	80	77	75	74
<= 10	92	88	72	54	65	57	67	64	76	77	78	92	75
<= 11	82	78	65	52	55	52	58	68	77	76	80	91	73
<= 12	72	71	48	47	51	38	55	67	84	75	80	87	70
<= 13	50	46	45	39	49	39	46	64	74	60	76	72	60
<= 14	42	30	30	41	35	31	46	62	67	56	73	59	53
<= 15	28	25	29	28	26	32	42	57	55	51	64	47	45
<= 16	21	21	25	23	28	31	40	54	46	53	49	37	40
<= 17	16	21	22	22	27	23	31	46	36	37	39	26	31
<= 18	12	15	22	18	25	19	27	40	28	28	22	18	24
<= 19	11	13	20	20	18	18	22	39	21	17	17	15	20
<= 20	12	15	16	12	18	19	24	29	16	13	12	7	16
<= 21	9	14	11	12	13	13	18	23	9	11	8	9	12
<= 22	9	10	9	8	9	9	16	15	6	5	8	5	9
<= 23	4	5	8	7	6	11	10	11	3	3	4	2	6
<= 24	3	7	3	9	8	6	10	8	1	2	2	2	4
<= 25	3	3	3	7	3	6	9	8	1	0	0	2	3
<= 26	1	2	1	5	4	5	5	2	1	0	0	1	2
<= 27	1	2	3	4	2	6	4	2	0	0	0	1	2
<= 28	1	1	1	3	1	2	3	1	0	0	0	0	1
<= 29	2	1	2	0	0	1	2	1	0	0	0	0	1
<= 30	1	1	0	1	1	2	1	0	0	0	0	0	0
<= 31	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
<= 32	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 33	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 34	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<= 38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Figura B.8: Apéndice. Campaña de datos de viento, 150 metros. Histograma por sectores

B.5. Escenarios tecnologías eléctricas.

	I/100 km	I/km	I/mi	galones/mi	btu/mi	kWh/mi	GWh/mi	mi	km
	8.6	0.086	0.053	0.01	1698.72	0.498	0.000000498	44,448,770,346.24	71,533,184,069.02
FC			0.621371	0.264172	120,333	3412	1000000	22,129.50	1.60934
								GWh	

	Escenarios						
	kwh/100 km		kwh/mi		%	kWh	GWh
FC			100	0.621371			1000000
VE1	Tesla	20.5	0.205	0.330	0.2	2,932,868,743.79	2,932.87
VE2	Chevrolet	17.4	0.174	0.280	0.4	4,978,723,526.04	4,978.72
VE3	Nissam	18.6	0.186	0.299	0.4	5,322,083,769.21	5,322.08
				0.303		13,233,676,039.04	13,233.68

Figura B.9: Apéndice. Escenario Vehículo eléctrico

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
HDD	1,038	906	1,037	451	303	45	9	26	57	237	743	1,186	6,038
CDD	0	0	0	0	0	3	72	170	128	66	11	0	0
Consumo Fuel													
Heating oil	1,617.17	1,411.52	1,615.61	702.64	472.06	70.11	14.02	40.51	88.80	369.24	1,157.57	1,847.75	9,407.00
FC		1055.06	3600										
AHP1-HSPF		4.16	0.4	14.2									
	155.44	135.67	155.29	67.54	45.37	6.74	1.35	3.89	8.54	35.49	111.26	177.60	904.17
AHP2-HSPF		3.66	0.4	12.5									
	176.58	154.12	176.41	76.72	51.54	7.66	1.53	4.42	9.70	40.32	126.39	201.75	1,027.14
AHP3-HSPF		3.31	0.2	11.3									
	97.66	85.24	97.57	42.43	28.51	4.23	0.85	2.45	5.36	22.30	69.91	111.59	568.11
Consumo HP	429.68	375.04	429.26	186.69	125.43	18.63	3.73	10.76	23.59	98.11	307.56	490.94	2,499.41

Figura B.10: Apéndice. Escenario Bombas de Calor

B.6. Ficha técnica. Aerogenerador 15 MW

Tabla B.2: Ficha técnica. Aerogenerador IEA 15 MW. Fuente de datos:[116].

Parameter	IEA 15 MW. Wind offshore Turbine
Power rating (MW)	15
Turbine class	IEC Class IB
Specific rating (W/m ²)	331.572798108115
Rotor orientation	Upwind
Number of blades	3
Control	Variable speed, Collective pitch
Cut-in wind speed (m/s)	3
Rated wind speed (m/s)	10.88
Cut-out wind speed (m/s)	25
Rotor diameter (m)	240
Hub height (m)	150
Hub diameter (m)	7.94
Hub distance from center to blades (m)	3
Hub Overhang (m)	-11.014
Drive train	Low speed, Direct drive
Design tip speed ratio	9
Minimum rotor speed (rpm)	5
Maximum rotor speed (rpm)	7.56
Maximum tip speed (m/s)	95
Shaft tilt angle (deg)	6
Generator efficiency (%)	0.93
Blade pre-bend (m)	4
Blade mass (t)	65.252
Hub mass (t)	190
Generator mass (t)	371.5917
Nacelle mass (t)	630.888
Tower mass (t)	859.8
Tower base diameter (m)	10

B.7. Matriz de decisión

	FS ₁	FS ₂	FS ₃	FS ₄	FS ₅	FS ₆	FS ₇	FS ₈	FS ₉	FS ₁₀
	MEAN	MEAN	MEAN	MEAN	MEAN	MEAN	MEAN	MEAN	MEAN	MEAN
A ₁	9.626	-181.011	4.500	6.833	136391.186	85118.834	153526.189	8644608.651	3425006.111	76006.111
A ₂	9.677	-192.846	4.500	6.864	142592.251	84517.790	155042.916	8646965.056	3425006.607	76006.607
A ₃	9.647	-172.010	4.500	6.937	119335.156	62013.012	134141.104	8638127.801	3425004.747	76004.747
A ₄	9.732	-183.391	4.500	6.880	149321.160	86082.231	152505.568	8649522.038	3425007.146	76007.146
A ₅	9.704	-169.667	4.500	6.957	126265.887	62380.117	130232.398	8640769.151	3425005.303	76005.303
A ₆	9.761	-191.585	4.500	6.927	139478.633	71606.404	132426.205	8645795.738	3425006.361	76006.361
A ₇	9.797	-180.326	4.500	6.794	188165.966	126856.309	192833.899	8664283.067	3425010.253	76010.253
A ₈	9.738	-182.960	4.500	6.765	186206.497	128729.728	197657.223	8663538.469	3425010.097	76010.097

Figura B.11: Apéndice. Matriz de decisión

B.8. Matriz de expertos

	FS ₁	FS ₂	FS ₃	FS ₄	FS ₅	FS ₆	FS ₇	FS ₈	FS ₉	FS ₁₀	MG						
	FS ₁	FS ₂	FS ₃	FS ₄	FS ₅	FS ₆	FS ₇	FS ₈	FS ₉	FS ₁₀	MG	nor	Pesos	Pesos	λmax	CI	CR
FS ₁	1	3	5	9	9	5	5	5	9	9	5.117	0.334	3.686	3.686	11.33	0.148	0.099783204
FS ₂	1/3	1	5	9	9	3	3	5	5	5	3.297	0.215	2.344	2.344			
FS ₃	1/5	1/5	1	5	3	1/5	1/3	1/5	3	3	0.769	0.050	0.600	0.600			
FS ₄	1/9	1/9	1/5	1	1/3	1/7	1/5	1/3	1/3	1/3	0.248	0.016	0.182	0.182			
FS ₅	1/9	1/9	1/3	3	1	1/3	1/3	1/5	1/3	1/3	0.354	0.023	0.258	0.258			
FS ₆	1/5	1/3	5	7	3	1	3	3	3	3	1.885	0.123	1.409	1.409			
FS ₇	1/5	1/3	3	5	3	1/3	1	1/3	3	3	1.116	0.073	0.806	0.806			
FS ₈	1/5	1/5	5	3	5	1/3	3	1	3	3	1.390	0.091	1.098	1.098			
FS ₉	1/9	1/5	1/3	3	3	1/3	1/3	1/3	1	1/3	0.492	0.032	0.356	0.356			
FS ₁₀	1/9	1/3	1/3	3	3	1/3	1/3	1/3	3	1	0.644	0.042	0.477	0.477			
											15.312	1.000					

Figura B.12: Apéndice. Matriz de experto 1

	FS ₁	FS ₂	FS ₃	FS ₄	FS ₅	FS ₆	FS ₇	FS ₈	FS ₉	FS ₁₀	MG						
	FS ₁	FS ₂	FS ₃	FS ₄	FS ₅	FS ₆	FS ₇	FS ₈	FS ₉	FS ₁₀	MG	nor	Pesos	Pesos	λ_{max}	CI	CR
FS ₁	1	3	7	9	9	5	7	5	9	9	5.473	0.342	3.789	3.789	11.32	0.147	0.099093826
FS ₂	1/3	1	5	9	9	7	7	3	7	7	3.970	0.248	2.834	2.834			
FS ₃	1/7	1/5	1	5	3	1/3	3	1/3	3	3	1.025	0.064	0.722	0.722			
FS ₄	1/9	1/9	1/5	1	1/3	1/5	1/3	1/5	1/3	1/3	0.256	0.016	0.179	0.179			
FS ₅	1/9	1/9	1/3	3	1	1/5	1/3	1/3	1/3	1/3	0.354	0.022	0.246	0.246			
FS ₆	1/5	1/7	3	5	5	1	3	3	3	3	1.675	0.105	1.201	1.201			
FS ₇	1/7	1/7	1/3	3	3	1/3	1	1/3	3	3	0.756	0.047	0.539	0.539			
FS ₈	1/5	1/3	3	5	3	1/3	3	1	3	3	1.390	0.087	0.961	0.961			
FS ₉	1/9	1/7	1/3	3	3	1/3	1/3	1/3	1	3	0.592	0.037	0.423	0.423			
FS ₁₀	1/9	1/3	1/3	3	3	1/3	1/3	1/3	1/3	1	0.517	0.032	0.380	0.380			
											16.009	1.000					

Figura B.13: Apéndice. Matriz de experto 2

	FS ₁	FS ₂	FS ₃	FS ₄	FS ₅	FS ₆	FS ₇	FS ₈	FS ₉	FS ₁₀	MG						
	FS ₁	FS ₂	FS ₃	FS ₄	FS ₅	FS ₆	FS ₇	FS ₈	FS ₉	FS ₁₀	MG	nor	Pesos	Pesos	λ_{max}	CI	CR
FS ₁	1	3	5	9	9	5	7	5	7	9	5.161	0.347	3.764	3.764	11.32	0.147	0.098809774
FS ₂	1/3	1	5	9	5	5	5	3	3	3	2.954	0.199	2.287	2.287			
FS ₃	1/5	1/5	1	7	3	1/3	1/3	1/3	1/3	3	0.707	0.047	0.563	0.563			
FS ₄	1/9	1/9	1/7	1	1/3	1/5	1/3	1/5	1/3	1/3	0.248	0.017	0.186	0.186			
FS ₅	1/9	1/5	1/3	3	1	1/5	1/3	1/3	1/3	1/3	0.375	0.025	0.275	0.275			
FS ₆	1/5	1/5	3	5	5	1	3	3	3	3	1.732	0.116	1.324	1.324			
FS ₇	1/7	1/5	3	3	3	1/3	1	1/3	3	3	0.974	0.065	0.763	0.763			
FS ₈	1/5	1/3	3	5	3	1/3	3	1	3	3	1.390	0.093	1.036	1.036			
FS ₉	1/7	1/3	3	3	3	1/3	1/3	1/3	1	3	0.823	0.055	0.635	0.635			
FS ₁₀	1/9	1/3	1/3	3	3	1/3	1/3	1/3	1/3	1	0.517	0.035	0.391	0.391			
											14.881	1.000					

Figura B.14: Apéndice. Matriz de experto 3

B.9. Emisiones CO₂

	Emisiones (Kg)								
	Generación						total renovable	total NO renovable	Total evitadas
	KWh	Eólica mar	VE	BC	Fuel	Gasolina	(Mt)	(Mt)	(Mt)
P ₁	4824690000	28948140	428440261.8	235174890.8	587072420	1345947925	0.6925633	1.9330203	-1.2404571
P ₂	9442847050	56657082.3	856880523.5	470349781.6	1174144840	2691895850	1.3838874	3.8660407	-2.4821533
P ₃	18729197942	112375187.7	1713761047	940699563.3	2348289680	5383791700	2.7668358	7.7320814	-4.9652456

Figura B.15: Apéndice. Emisiones CO₂

Bibliografía

- [1] Daikin. aurora multi-zone heating & cooling systems.
- [2] Fujitsu. inverter driven heat pump.
- [3] Heating oil explained. u.s.. energy information administration (eia). <https://www.eia.gov/energyexplained/heating-oil/>.
- [4] Mitsubishi electric. multi room heat pump systems.
- [5] Rebate programas for ductless heat pumps | efficiency maine.
- [6] Steo. data browser. regional weather data. eia.
- [7] The world bank. data. Último acceso:08 de enero, 2020.
- [8] Natural Power. <https://www.naturalpower.com/uk>, 1995.
- [9] WindFor Consulting. <http://www.windfor.com/>, 2004.
- [10] EREDA. Renewable energy solutions . <http://www.ereda.com/en/solutions-2/wind-energy/>, 2013.
- [11] Multicriteria decision-making by SIMUS. <https://sites.google.com/site/decisionmakingmulticriteria/home>, 2015.
- [12] 2018: The state of electric cars in Maine, 2018.
- [13] ArcGis - Esri España, 2019.
- [14] Autodesk 3D Design, Engineering & Construction Software, 2019.
- [15] Chevrolet, 2019.

-
- [16] Energy conversion calculators. eia. <https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/energy-conversion-calculators.php>, 2019.
 - [17] Environmental protection agency, 2019.
 - [18] Maine. state energy data system (seds). u.s.. energy information administration (eia). <https://www.eia.gov/state/seds/seds-data-complete.php?sid=ME>, 2019.
 - [19] Nissan, 2019.
 - [20] Tesla, 2019.
 - [21] Wind energy industry-standard software-WAsP. <https://www.wasp.dk/>, 2019.
 - [22] Fuel economy of cars and vans. tracking transport. analysis - ie. <https://www.iea.org/reports/tracking-transport-2019/fuel-economy-of-cars-and-vans>, 2020.
 - [23] Global wind atlas. <https://globalwindatlas.info/>, January 2020.
 - [24] How much carbon dioxide is produced per kilowatthour of U.S. electricity generation? <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11>, 2020.
 - [25] Maine - compare. u.s. energy information administration. <https://www.eia.gov/state/compare/?sid=ME#?selected=US-ME>, January 2020.
 - [26] Maine Office of GIS. <https://www.maine.gov/megis/>, 2020.
 - [27] Maine profile state profile and energy estimates. u.s. energy information administration (eia). <https://www.eia.gov/state/?sid=ME>, January 2020.
 - [28] National Centers for Environmental Information. <https://www.ncei.noaa.gov/>, 2020.
 - [29] New european wind atlas (newa). <http://www.neweuropeanwindatlas.eu/>, 8 2020. Último acceso: 01 de agosto, 2020.
 - [30] Northeast Ocean Data, 2020.
 - [31] State renewable portfolio standards and goals. <http://www.ncsl.org/research/energy/renewable-portfolio-standards.aspx#me>, 2020.
 - [32] The home of the U.S. Governments open data. <https://www.data.gov/>, 2020.

-
- [33] U.S. Geological Survey. <https://www.usa.gov/federal-agencies/u-s-geological-survey>, 2020.
- [34] Vortex fd. wind resource data for wind farm developments. <https://vortexfd.com/>, 2020.
- [35] A. Aare, G. Krajacić, and T. e. a. Puksec. The integration of renewable energy sources and electric vehicles into the power system of the dubrovnik region. *Energy Sustain*, 5, 2015.
- [36] D. Abdeslame, N. Kasbadji Merzouk, S. Mekhtoub, M. Abbas, and M. Dehmas. Estimation of power generation capacities of a wind farms installed in windy sites in algerian high plateaus. *Renewable Energy*, 103:630 – 640, 2017.
- [37] A. Abudureyimu, Y. Hayashi, and K. Nagasaka. Analyzing the economy of off-shore wind energy using gis technique. *APCBEE Procedia*, 1:182 – 186, 2012. International Conference on Environmental Science and Development (ICESD 2012), 5-7 January 2012, Hong Kong.
- [38] J. Aguarón and J. Moreno-Jimenez. The geometric consistency index:approximated thresholds. *European Journal of Operational Research*, 147:137–145, 2003.
- [39] N. Ahmad and S. Derrible. An information theory based robustness analysis of energy mix in us states. *Energy Policy*, 120:167 – 174, 2018.
- [40] S. Al-Yahyai, Y. Charabi, A. Gastli, and A. Al-Badi. Wind farm land suitability indexing using multi-criteria analysis. *Renewable Energy*, 44:80 – 87, 2012.
- [41] S. Ali, J. Taweekun, K. Techato, J. Waewsak, and S. Gyawali. Gis based site suitability assessment for wind and solar farms in songkhla, thailand. *Renewable Energy*, 132:1360 – 1372, 2018.
- [42] T. S. Amirkhizi and I. G. Jensen. Cost comparison and optimization of gas electric hybrid heat pumps. *Innovations fonden*, 5160, 2020.
- [43] V. Arabzadeh and P. D. Lund. Effect of heat demand on integration of urban large scale renewable schemes case of helsinki city (60 °N. *Energies*, 13(9), 2020.
- [44] V. Arabzadeh, J. Mikkola, J. JasiÅ«nas, and P. D. Lund. Deep decarbonization of urban energy systems through renewable energy and sector-coupling flexibility strategies. *Journal of Environmental Management*, 260:110090, 2020.

-
- [45] M. Argin and V. Yerci. Offshore wind power potential of the black sea region in turkey. *International Journal of Green Energy*, 14(10):811–818, 2017.
- [46] M. Argin, V. Yerci, N. Erdogan, S. Kucuksari, and U. Cali. Exploring the offshore wind energy potential of turkey based on multi-criteria site selection. *Energy Strategy Reviews*, 23:33 – 46, 2019.
- [47] A. Ashfaq and A. Ianakiev. Cost-minimised design of a highly renewable heating network for fossil-free future. *Energy*, 152:613 – 626, 2018.
- [48] S. Astariz and G. Iglesias. Selecting optimum locations for co-located wave and wind energy farms. part i: The co-location feasibility index. *Energy Conversion and Management*, 122:589 – 598, 2016.
- [49] K. B. Atici, A. B. Simsek, A. Ulucan, and M. U. Tosun. A gis-based multiple criteria decision analysis approach for wind power plant site selection. *Utilities Policy*, 37:86 – 96, 2015.
- [50] N. Y. Aydin, E. Kentel, and S. Duzgun. Gis-based environmental assessment of wind energy systems for spatial planning: A case study from western turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1):364 – 373, 2010.
- [51] T. Ayodele, A. Ogunjuyigbe, O. Odigie, and J. Munda. A multi-criteria GIS based model for wind farm site selection using interval type-2 fuzzy analytic hierarchy process: The case study of nigeria. *Applied Energy*, 228:1853 – 1869, 2018.
- [52] J. Barapati, M. and Miau and P. Chang. Economics- and reliability-based design for an offshore wind farm. *Preprints*, 2016.
- [53] M. Baseer, S. Rehman, J. Meyer, and M. M. Alam. Gis-based site suitability analysis for wind farm development in saudi arabia. *Energy*, 141:1166 – 1176, 2017.
- [54] S. Bellocchi, M. Gambini, M. Manno, T. Stilo, and M. Vellini. Positive interactions between electric vehicles and renewable energy sources in co2-reduced energy scenarios: The italian case. *Energy*, 161:172 – 182, 2018.
- [55] S. Bellocchi, K. Klockner, M. Manno, M. Noussan, and M. Vellini. On the role of electric vehicles towards low-carbon energy systems: Italy and germany in comparison. *Applied Energy*, 255:113848, 2019.

-
- [56] S. Bellocchi, M. Manno, M. Noussan, M. G. Prina, and M. Vellini. Electrification of transport and residential heating sectors in support of renewable penetration: Scenarios for the italian energy system. *Energy*, 196:117062, 2020.
- [57] T. Bozmann, R. Elsland, A.-L. Klingler, G. Catenazzi, and M. Jakob. Assessing the optimal use of electric heating systems for integrating renewable energy sources. *Energy Procedia*, 83:130 – 139, 2015. Sustainability in Energy and Buildings: Proceedings of the 7th International Conference SEB-15.
- [58] C. Breyer, M. Fasihi, and A. Aghahosseini. Carbon dioxide direct air capture for effective climate change mitigation based on renewable electricity: a new type of energy system sector coupling. *Mitig Adapt Strateg Glob Change*, 25:43–65, 2020.
- [59] A. M. Brockway and P. Delforge. Emissions reduction potential from electric heat pumps in california homes. *The Electricity Journal*, 31(9):44 – 53, 2018.
- [60] F. Buhler, B. Zuhlsdorf, T.-V. Nguyen, and B. Elmegaard. A comparative assessment of electrification strategies for industrial sites: Case of milk powder production. *Applied Energy*, 250:1383 – 1401, 2019.
- [61] H. Bulkeley, L. Coenen, C. Frantzeskaki, N. and Hartmann, A. Kronsell, L. Mai, and Y. V. Palgan. *An Urban Politics of Climate Change Experimentation and the Governing of SocioTechnical Transitions*, volume 22. Routledge, 10 2014.
- [62] H. Bulkeley, L. Coenen, N. Frantzeskaki, C. Hartmann, A. Kronsell, L. Mai, S. Marvin, K. McCormick, F. van Steenberg, and Y. Voytenko Palgan. Urban living labs: governing urban sustainability transitions. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 22:13 – 17, 2016. System dynamics and sustainability.
- [63] C. F. Calvillo, K. Turner, K. Bell, and P. McGregor. Impacts of residential energy efficiency and electrification of heating on energy market prices. In *15th IAEE European Conference 2017*, AUT, September 2017.
- [64] J. M. Cansino, R. Moreno, D. Quintana, and R. Roman-Collado. Health and heating in the city of temuco (chile). monetary savings of replacing biomass with pv system in the residential sector. *Sustainability*, 11(19), 2019.
- [65] C. Carlarne. *Climate Change Law and Policy*. Oxford University Press, 2010.

-
- [66] A. D. Carvalho, D. Mendrinós, and A. T. D. Almeida. Ground source heat pump carbon emissions and primary energy reduction potential for heating in buildings in europe results of a case study in portugal. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45:755 – 768, 2015.
- [67] S. Cavazzi and A. Dutton. An offshore wind energy geographic information system (owe-gis) for assessment of the uk’s offshore wind energy potential. *Renewable Energy*, 87:212 – 228, 2016.
- [68] P. Chang and C. Lai. Wind resource analysis and optimization of offshore wind farm layout in the central taiwan. In *2017 IEEE International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC)*, pages 126–131, 2017.
- [69] A. Chaouachi, C. F. Covrig, and M. Ardelean. Multi-criteria selection of offshore wind farms: Case study for the baltic states. *Energy Policy*, 103:179 – 192, 2017.
- [70] W. Chen, Y. Zhu, M. Yang, and J. Yuan. Optimal site selection of wind-solar complementary power generation project for a large-scale plug-in charging station. *Sustainability*, 9(11), 2017.
- [71] N. R. Chrisman. What does gis mean. *Transactions in GIS*, 3(2):175–186, 1999.
- [72] S. J. Cooper, G. P. Hammond, M. C. McManus, and D. Pudjianto. Detailed simulation of electrical demands due to nationwide adoption of heat pumps, taking account of renewable generation and mitigation. 10:180 – 387, 2016.
- [73] J. T. Coppock. Handling geographic information. report of the committee of enquiry chaired by lord chorley, department of the environment. (london: Hmso, 1987.) [pp. 208. | price £114-95. isbn 0 7520 152 2. *International Journal of Geographical Information Systems*, 1(2):191–192, 1987.
- [74] L. Cradden, C. Kalogeri, I. M. Barrios, G. Galanis, D. Ingram, and G. Kallos. Multi-criteria site selection for offshore renewable energy platforms. *Renewable Energy*, 87:791 – 806, 2016.
- [75] B. V. Dasarathy. Smart: Similarity measured anchored ranking technique for the analysis of multidimensional data. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, SMC-6, no. 10:708–711, 1976.
- [76] C. De Cauwer, J. Van Mierlo, and T. Coosemans. Energy consumption prediction for electric vehicles based on real-world data. *Energies*, 8(8):8573–8593, 2015.

-
- [77] R. de F.S.M. Russo and R. Camanho. Criteria in ahp: A systematic review of literature. *Procedia Computer Science*, 55:1123 – 1132, 2015. 3rd International Conference on Information Technology and Quantitative Management, ITQM 2015.
- [78] M. deCastro, S. Salvador, M. Gómez-Gesteira, X. Costoya, D. Carvalho, F. Sanz-Larruga, and L. Gimeno. Europe, china and the united states: Three different approaches to the development of offshore wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 109:55 – 70, 2019.
- [79] S. Degirmenci, F. Bingol, and S. C. Sofuoglu. MCDM analysis of wind energy in Turkey. Decision making based on environmental impact. *Environmental Science and Pollution Research*, 25, 2018.
- [80] M. del Socorro García Cascales. *Métodos para la comparación de alternativas mediante un Sistema de Ayuda a la Decisión (S.A.D.) y Soft Computing*. phdthesis, Universidad politécnica de Cartagena, 2009.
- [81] K. Dennis, K. Colburn, and J. Lazar. Environmentally beneficial electrification: The dawn of emissions efficiency. *The Electricity Journal*, 29(6):52 – 58, 2016.
- [82] D. Depellegrin, N. Blazauskas, and L. Egarter-Vigl. An integrated visual impact assessment model for offshore windfarm development. *Ocean & Coastal Management*, 98:95 – 110, 2014.
- [83] H. Díaz and C. Soares. Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms. *Ocean Engineering*, 209:107381, 2020.
- [84] P. Díaz-Cuevas. Gis-based methodology for evaluating the wind-energy potential of territories: A case study from andalusia (spain). *Energies*, 11:2789, 2018.
- [85] K. Dueker. Land resource information systems: a review of fifteen years experience, 1979. Portland State Univ., Oregon (USA). School of Urban Affairs.
- [86] O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel, and J. Minx. Ipcc, 2014: Summary for policymakers. in: *Climate change 2014: Mitigation of climate change*, 2014.
- [87] G. Electric. World’s most powerful offshore wind turbine. <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>, June 2020.

-
- [88] J. Emmons Allison, K. McCrory, and I. Oxnevad. Closing the renewable energy gender gap in the united states and canada: The role of womens professional networking. *Energy Research & Social Science*, 55:35 – 45, 2019.
- [89] Energy Information Administration (EIA). Most states have renewable portfolio standards. u.s. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=4850>.
- [90] P. K. Esfeh and A. M. Kaynia. Earthquake response of monopiles and caissons for offshore wind turbines founded in liquefiable soil. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, 136:106213, 2020.
- [91] A. Fetanat and E. Khorasaninejad. A novel hybrid mcdm approach for offshore wind farm site selection: A case study of iran. *Ocean & Coastal Management*, 109:17 – 28, 2015.
- [92] I. I. for sustainability Analysis and S. (IINAS). Global emissions model for integrated system (gemis), 2017.
- [93] Gaertner, Evan, J. Rinker, and et al. Definition of the ie a 15-megawatt offshore reference wind. Technical Report NREL/TP-5000-75698, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory., 2020.
- [94] X. Gao, H. Yang, and L. Lu. Study on offshore wind power potential and wind farm optimization in hong kong. *Applied Energy*, 130:519 – 531, 2014.
- [95] Gaur, Ankita, Fitiwi, Desta, and Curtis, John. Deep electrification of residential heating and possible implications: An irish perspective. *E3S Web Conf.*, 173:03003, 2020.
- [96] M. Gebrehiwot and A. Van den Bossche. Driving electric vehicles: As green as the grid. In *AFRICON 2015*, pages 1–8, 2015.
- [97] I. C. Gil-García. *Expresión Gráfica*. Ediciones CEF, 2018.
- [98] I. C. Gil-García. rganizando el trabajo. autocad 2020. capas. utilidades. <http://www.youtube.com/c/IsabelCristinaGilGarcíaER>, 7 2020. Último acceso:25 de julio, 2020.
- [99] I. C. Gil-García, M. S. García-Cascales, A. Fernández-Guillamón, and A. Molina-García. Categorization and analysis of relevant factors for optimal locations in onshore and offshore wind power plants: A taxonomic review. *Journal of Marine Science and Engineering*, 7(11), 2019.

-
- [100] A. Gimpel, V. Stelzenmuller, B. Grote, B. H. Buck, J. Floeter, I. Núñez-Riboni, B. Pogoda, and A. Temming. A gis modelling framework to evaluate marine spatial planning scenarios: Co-location of offshore wind farms and aquaculture in the german eez. *Marine Policy*, 55:102 – 115, 2015.
- [101] Global Wind Energy Council (GWEC). Global wind report 2019. Technical report, GWEC, 2020.
- [102] P. V. Gorsevski, S. C. Cathcart, G. Mirzaei, M. M. Jamali, X. Ye, and E. Gomezdel-campo. A group-based spatial decision support system for wind farm site selection in northwest ohio. *Energy Policy*, 55:374 – 385, 2013. Special section: Long Run Transitions to Sustainable Economic Structures in the European Union and Beyond.
- [103] T. S. Government. Draft plan for offshore wind energy in scottish territorial waters, May 2010.
- [104] S. Grassi, N. Chokani, and R. S. Abhari. Large scale technical and economical assessment of wind energy potential with a gis tool: Case study Iowa. *Energy Policy*, 45:73 – 85, 2012.
- [105] M. Guidolin and T. Alpcan. Transition to sustainable energy generation in australia: Interplay between coal, gas and renewables. *Renewable Energy*, 139:359 – 367, 2019.
- [106] K. Gur, D. Chatzikyriakou, C. Baschet, and M. Salomon. The reuse of electrified vehicle batteries as a means of integrating renewable energy into the european electricity grid: A policy and market analysis. *Energy Policy*, 113:535 – 545, 2018.
- [107] J. Gutierrez Puebla and M. Gould. *SIG Sistemas de Información Geográfica*. Editorial Síntesis, 1999.
- [108] S. Hahmann and D. Burghardt. How much information is geospatially referenced? networks and cognition. *International Journal of Geographical Information Science*, 27(6):1171–1189, 2013.
- [109] S. Heinen, W. Turner, L. Cradden, F. McDermott, and M. O’Malley. Electrification of residential space heating considering coincidental weather events and building thermal inertia: A system-wide planning analysis. *Energy*, 127:136 – 154, 2017.
- [110] O. Herrera, M. Taiebat, F. Sassani, and W. Mérida. Implications of transportation electrification in metro vancouver. In *2016 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, pages 1–4, 2016.

-
- [111] Y. Himri, M. Merzouk, N. Kasbadji Merzouk, and S. Himri. Potential and economic feasibility of wind energy in south west region of algeria. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 38:100643, 2020.
- [112] T. Hofer, Y. Sunak, H. Siddique, and R. Madlener. Wind farm siting using a spatial analytic hierarchy process approach: A case study of the stadteregion aachen. *Applied Energy*, 163:222 – 243, 2016.
- [113] L. Hong and B. Moller. Offshore wind energy potential in china: Under technical, spatial and economic constraints. *Energy*, 36(7):4482 – 4491, 2011.
- [114] H. Huo, H. Cai, Q. Zhang, F. Liu, and K. He. Life-cycle assessment of greenhouse gas and air emissions of electric vehicles: A comparison between china and the u.s. *Atmospheric Environment*, 108:107 – 116, 2015.
- [115] C. L. Hwang and K. Yoon. *Attribute Decision Methods and Applications*. Springer, Berlin Heidelberg, 1981.
- [116] IEA. International Energy Agency (IEA) wind. task 37. documentation. <https://github.com/IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT/tree/master/Documentation>, 2020. Último acceso: 08 de julio, 2020.
- [117] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 19. wind energy in cold climates. <https://community.ieawind.org/task19/home>, 8 2020. Último acceso: 05 de agosto, 2020.
- [118] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 25. documentation. storage and wind power. https://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/IEAWIND/4ab049c9-04ed-4f90-b562-e6d02033b04b/UploadedFiles/pkMPhJvkRC2R9Kw2jlIQ_Task25%20FactS%20Storage%20April2020.pdf, 2020. Último acceso: 02 de agosto, 2020.
- [119] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 25. power systems with large amounts of wind power. <https://community.ieawind.org/task25/home>, 8 2020. Último acceso: 01 de agosto, 2020.
- [120] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 26. cost of wind. <https://community.ieawind.org/task26/home>, 8 2020. Último acceso: 01 de agosto, 2020.

-
- [121] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 28. social acceptance of wind energy projects. <https://community.ieawind.org/task28/home>, 8 2020. Último acceso: 04 de agosto, 2020.
- [122] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 29. analysis of wind tunnel measurements and improvement of aerodynamic models. <https://community.ieawind.org/task29/home>, 8 2020. Último acceso: 01 de agosto, 2020.
- [123] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 30. comparison, collaboration, continued, with correlation and uncertainty (oc6). <https://community.ieawind.org/task30/home>, 8 2020. Último acceso: 02 de agosto, 2020.
- [124] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 31. wakebench. <https://community.ieawind.org/task31/home>, 8 2020. Último acceso: 01 de agosto, 2020.
- [125] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 32. wind lidar systems for wind energy deployment. <https://community.ieawind.org/task32/home>, 8 2020. Último acceso: 05 de agosto, 2020.
- [126] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 34. wren-working together to resolve enviromental effects of wind energy. <https://community.ieawind.org/task34/home>, 8 2020. Último acceso: 04 de agosto, 2020.
- [127] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 36. forecasting for wind energy. <https://community.ieawind.org/task36/home>, 8 2020. Último acceso: 05 de agosto, 2020.
- [128] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 39. quiet wind turbine technology. <https://community.ieawind.org/task39/home>, 8 2020. Último acceso: 01 de agosto, 2020.
- [129] IEA. International Energy Agency (IEA). wind. task 40. dawnwind. <https://community.ieawind.org/task40/home>, 8 2020. Último acceso: 01 de agosto, 2020.

-
- [130] I. E. A. (IEA). Carbon dioxide emissions coefficients. https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php, 2020.
- [131] I. E. A. (IEA). The impacts of the covid-19 crisis on global energy demand and co₂ emissions. Technical report, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 4 2020. <http://www.iea.org>.
- [132] E. C. C. I. in the United States. Global atmospheric concentrations of carbon dioxide over time. <https://www.epa.gov/>, 2020.
- [133] E. C. Institute. Heat pumps integrating technologies to decarbonise heating and cooling. https://www.ehpa.org/fileadmin/user_upload/White_Paper_Heat_pumps.pdf, 2018.
- [134] International Energy Agency (IEA). Offshore wind outlook 2019. Technical report, IEA, 2020.
- [135] International Renewable Energy Agency. Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. Technical report, IRENA, 2019.
- [136] International Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2018. Technical report, IRENA, 2019.
- [137] International Renewable Energy Agency(IRENA). Global energy transformation: A roadmap to 2050. Technical report, IRENA, 2019.
- [138] International Renewable Energy Agency(IRENA). Global renewables outlook: Energy transformation 2050. Technical report, IRENA, 2020.
- [139] J. R. Janke. Multicriteria GIS modeling of wind and solar farms in colorado. *Renewable Energy*, 35(10):2228 – 2234, 2010.
- [140] K. Jhala, B. Natarajan, A. Pahwa, and L. Erickson. Coordinated electric vehicle charging for commercial parking lot with renewable energy sources. *Electric Power Components and Systems*, 45(3):344–353, 2017.
- [141] B. Johnston, A. Foley, J. Doran, and T. Littler. Levelised cost of energy, a challenge for offshore wind. *Renewable Energy*, 2020.

-
- [142] R. Jongbloed, J. van der Wal, and H. Lindeboom. Identifying space for offshore wind energy in the north sea. consequences of scenario calculations for interactions with other marine uses. *Energy Policy*, 68:320 – 333, 2014.
- [143] J. Jurasz, F. Canales, A. Kies, M. Guezgouz, and A. Beluco. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Solar Energy*, 195:703 – 724, 2020.
- [144] K. & L. Gates. Offshore wind handbook, 2019.
- [145] J. Kazak, J. van Hoof, and S. Szewranski. Challenges in the wind turbines location process in central europe. the use of spatial decision support systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76:425 – 433, 2017.
- [146] O. Kelly and M. Arshad. 20 Offshore wind turbine foundations analysis and design. In C. Ng and L. Ran, editors, *Offshore Wind Farms*, pages 589 – 610. Woodhead Publishing, 2016.
- [147] C.-K. Kim, S. Jang, and T. Y. Kim. Site selection for offshore wind farms in the southwest coast of south korea. *Renewable Energy*, 120:151 – 162, 2018.
- [148] J.-Y. Kim, K.-Y. Oh, K.-S. Kang, and J.-S. Lee. Site selection of offshore wind farms around the korean peninsula through economic evaluation. *Renewable Energy*, 54:189 – 195, 2013. AFORE 2011(Asia-Pacific Forum of Renewable Energy 2011).
- [149] T. Kim, J.-I. Park, and J. Maeng. Offshore wind farm site selection study around jeju island, south korea. *Renewable Energy*, 94:619 – 628, 2016.
- [150] Y.-Y. Ko. A simplified structural model for monopile-supported offshore wind turbines with tapered towers. *Renewable Energy*, 156:777 – 790, 2020.
- [151] M. M. Koksalan, J. Wallenius, and S. Zionts. *The early history of MCDM, in multiple criteria decision making*. World Sci, 2011.
- [152] D. Latinopoulos and K. Kechagia. A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection. a regional scale application in greece. *Renewable Energy*, 78:550 – 560, 2015.
- [153] C.-S. Laura and D.-C. Vicente. Floating offshore wind farms, 2016.

-
- [154] S. Levitus, T. Antonov, J.; Boyer, O. Baranova, H. Garcia, R. Locarnini, A. Mishonov, J. Reagan, D. Seidov, E. Yarosh, and M. Zweng. Ncei ocean heat content, temperature anomalies, salinity anomalies, thermosteric sea level anomalies, halosteric sea level anomalies, and total steric sea level anomalies from 1955 to present calculated from in situ oceanographic subsurface profile data. *NOAA National Centers for Environmental Information*, 2017.
- [155] Y. Li and Y. Chang. Road transport electrification and energy security in the association of southeast asian nations: Quantitative analysis and policy implications. *Energy Policy*, 129:805 – 815, 2019.
- [156] B. Lin and J. Zhu. The role of renewable energy technological innovation on climate change: Empirical evidence from china. *Science of The Total Environment*, 659:1505 – 1512, 2019.
- [157] R. Lindsey. Climate change: Atmospheric carbon dioxide. <https://www.climate.gov/>, June 2020.
- [158] J. Liu and C. Zhong. An economic evaluation of the coordination between electric vehicle storage and distributed renewable energy. *Energy*, 186:115821, 2019.
- [159] S. Liu, Z. Li, B. Dai, Z. Zhong, H. Li, M. Song, and Z. Sun. Energetic, economic and environmental analysis of air source transcritical co2 heat pump system for residential heating in china. *Applied Thermal Engineering*, 148:1425 – 1439, 2019.
- [160] M. Longo, W. Yaici, and D. Zaninelli. Team play between renewable energy sources and vehicle fleet to decrease air pollution. *Sustainability*, 8(1), 2016.
- [161] R. Lotfi, A. Mostafaeipour, N. Mardani, and S. Mardani. Investigation of wind farm location planning by considering budget constraints. *International Journal of Sustainable Energy*, February 2018.
- [162] J. M. S. Lozano. *Búsqueda y evaluación de emplazamientos óptimos para albergar instalaciones de energías renovables en la costa de la región de Murcia: combinación de sistemas de información geográfica (SIG) y soft computing*. phdthesis, Universidad politécnica de Cartagena, 2012.
- [163] J. Madsen, A. Bates, John, Callahan, and J. Firestone. *Geospatial Techniques for Managing Environmental Resources. Use of Geospatial Data in Planning for Offshore Wind Development*. Springer-Verlag GmbH, 2011.

-
- [164] V. Magar, M. Gross, and L. González-García. Offshore wind energy resource assessment under techno-economic and social-ecological constraints. *Ocean & Coastal Management*, 152:77 – 87, 2018.
- [165] M. Mahdy and A. S. Bahaj. Multi criteria decision analysis for offshore wind energy potential in egypt. *Renewable Energy*, 118:278 – 289, 2018.
- [166] C. Maienza, A. Avossa, F. Ricciardelli, D. Coiro, G. Troise, and C. Georgakis. A life cycle cost model for floating offshore wind farms. *Applied Energy*, 266:114716, 2020.
- [167] R. Mari, L. Bottai, C. Busillo, F. Calastrini, B. Gozzini, and G. Gualtieri. A GIS-based interactive web decision support system for planning wind farms in tuscany (italy). *Renewable Energy*, 36(2):754 – 763, 2011.
- [168] K. Martin-Escudero, E. Salazar-Herran, A. Campos-Celador, G. Diarce-Belloso, and I. Gomez-Arriaran. Solar energy system for heating and domestic hot water supply by means of a heat pump coupled to a photovoltaic ventilated facade. *Solar Energy*, 183:453 – 462, 2019.
- [169] A. M. Mederos, J. M. Padrón, and A. F. Lorenzo. An offshore wind atlas for the canary islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1):612 – 620, 2011.
- [170] A. D. Mekonnen and P. V. Gorsevski. A web-based participatory GIS (PGIS) for offshore wind farm suitability within lake erie, ohio. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41:162 – 177, 2015.
- [171] B. Moller. Continuous spatial modelling to analyse planning and economic consequences of offshore wind energy. *Energy Policy*, 39(2):511 – 517, 2011. Special Section on Offshore wind power planning, economics and environment.
- [172] A. Moore, J. Price, and M. Zeyringer. The role of floating offshore wind in a renewable focused electricity system for great britain in 2050. *Energy Strategy Reviews*, 22:270 – 278, 2018.
- [173] K. Murugaperumal and P. Ajay D Vimal Raj. Feasibility design and techno-economic analysis of hybrid renewable energy system for rural electrification. *Solar Energy*, 188:1068 – 1083, 2019.
- [174] K. Murugaperumal, S. Srinivasn, and G. Satya Prasad. Optimum design of hybrid renewable energy system through load forecasting and different operating strategies

- for rural electrification. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 37:100613, 2020.
- [175] V. Mytilinou, E. Lozano-Minguez, and A. Kolios. A framework for the selection of optimum offshore wind farm locations for deployment. *Energies*, 11(7), 2018.
- [176] G. Nagababu, S. S. Kachhwaha, and V. Savsani. Estimation of technical and economic potential of offshore wind along the coast of india. *Energy*, 138:79 – 91, 2017.
- [177] NASA. Noaa analyses reveal 2019 second warmest year on record. <https://www.giss.nasa.gov/research/news/20200115/>, 2020.
- [178] National Renewable Energy Laboratory. 2018 cost of wind energy review. Technical report, NREL, 2020.
- [179] F. Neirotti, M. Noussan, and M. Simonetti. Towards the electrification of buildings heating - real heat pumps electricity mixes based on high resolution operational profiles. *Energy*, 195:116974, 2020.
- [180] R. S. Nerem, B. D. Beckley, J. T. Fasullo, B. D. Hamlington, D. Masters, and G. T. Mitchum. Climate - change-driven accelerated sea-level rise detected in the altimeter era. *PNAS*, 2018.
- [181] B. G. Nichols, K. M. Kockelman, and M. Reiter. Air quality impacts of electric vehicle adoption in texas. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 34:208 – 218, 2015.
- [182] B. Nie and J. Li. Technical potential assessment of offshore wind energy over shallow continent shelf along china coast. *Renewable Energy*, 128:391 – 399, 2018.
- [183] S. R. Nielsen. Wind energy planning in denmark. *Renewable Energy*, 9(1):766 – 771, 1996.
- [184] K. Nigim, N. Munier, and J. Green. Pre-feasibility mcdm tools to aid communities in prioritizing local viable renewable energy sources. *Renewable Energy*, 29(11):1775 – 1791, 2004.
- [185] K. Nigim, H. Reiser, and M. Luiken. Alternatives prioritization tool for sustainable urban energy management. In *2009 IEEE Toronto International Conference Science and Technology for Humanity (TIC-STH)*, pages 962–966, 2009.

-
- [186] Y. Noorollahi, H. Yousefi, and M. Mohammadi. Multi-criteria decision support system for wind farm site selection using GIS. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 13:38 – 50, 2016.
- [187] C. Ntoka. *Offshore wind park sitting and micro-sitting in Petalioi Gulf, Greece*. PhD thesis, Aalborg University, Denmark, 2013.
- [188] C. Offshore. Marine consultants. <https://www.4coffshore.com/>, June 2020.
- [189] Z. O’Hanlon and V. Cummins. A comparative insight of irish and scottish regulatory frameworks for offshore wind energy an expert perspective. *Marine Policy*, 117:103934, 2020.
- [190] V. Olaya. *Sistemas de información geográfica*. CreateSpace Independent Publishing Platform, 2016.
- [191] S. C. Pardillos. *Manual de energía eólica*. Editorial de la Universidad Politécnica de Valencia, 2017.
- [192] A. Pérez Navarro and A. Botella Plana. *Introducción a los sistemas de información geográfica y geotelemática*. UOC (UNIVERSITAT OBERTA DE CATALUNYA), 2011.
- [193] A. C. Pillai, J. Chick, M. Khorasanchi, S. Barbouchi, and L. Johanning. Application of an offshore wind farm layout optimization methodology at middelgrunden wind farm. *Ocean Engineering*, 139:287 – 297, 2017.
- [194] T. Poompavai and M. Kowsalya. Control and energy management strategies applied for solar photovoltaic and wind energy fed water pumping system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 107:108 – 122, 2019.
- [195] E. Popovski, A. Aydemir, T. Fleiter, D. Bellstadt, R. Buchele, and J. Steinbach. The role and costs of large scale heat pumps in decarbonising existing district heating networks. a case study for the city of herten in germany. *Energy*, 180:918 – 933, 2019.
- [196] M. J. Punt, R. A. Groeneveld, E. C. van Ierland, and J. H. Stel. Spatial planning of offshore wind farms: A windfall to marine environmental protection? *Ecological Economics*, 69(1):93 – 103, 2009. The DPSIR framework for Biodiversity Assessment.
- [197] C. R. Heat-driven heat pumps the future of domestic heating in europe? *Springer, Cham*, 2016.

-
- [198] N. Ralph and L. Hancock. Energy security, transnational politics, and renewable electricity exports in australia and southeast asia. *Energy Research & Social Science*, 49:233 – 240, 2019.
- [199] I. J. Ramírez-Rosado, E. García-Garrido, L. A. Fernández-Jiménez, P. J. Zorzano-Santamaría, C. Monteiro, and V. Miranda. Promotion of new wind farms based on a decision support system. *Renewable Energy*, 33(4):558 – 566, 2008.
- [200] M. Raugei, A. Hutchinson, and D. Morrey. Can electric vehicles significantly reduce our dependence on non-renewable energy? scenarios of compact vehicles in the UK as a case im point. *Journal of Cleaner Production*, 201:1043 – 1051, 2018.
- [201] REN21. *Renewables 2020 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat, 2020.
- [202] R. Renaldi, A. Kiprakis, and D. Friedrich. An optimisation framework for thermal energy storage integration in a residential heat pump heating system. *Applied Energy*, 186:520 – 529, 2017. Sustainable Thermal Energy Management (SusTEM2015).
- [203] M. Rezaei, A. Mostafaeipour, M. Qolipour, and R. Tavakkoli-Moghaddam. Investigation of the optimal location design of a hybrid wind-solar plant: A case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(1):100 – 114, 2018.
- [204] T. Saaty. The analytic hierarchy process, 1980.
- [205] T. Saaty. An exposition of the ahp. in reply to the paper. remarks on the analytic hierarchy process, 1990.
- [206] C.-M. J. Sajid Ali, Sang-Moon Lee. Determination of the most optimal on-shore wind farm site location using a GIS-MCDM methodology: Evaluating the case of south korea. *Energies*, 10(12):2072, 2017.
- [207] J. Sánchez-Lozano, M. García-Cascales, and M. Lamata. Identification and selection of potential sites for onshore wind farms development in region of Murcia, Spain. *Energy*, 73:311 – 324, 2014.
- [208] J. Sánchez-Lozano, M. García-Cascales, and M. Lamata. GIS-based onshore wind farm site selection using fuzzy multi-criteria decision making methods. evaluating the case of southeastern Spain. *Applied Energy*, 171:86 – 102, 2016.
- [209] D. Sarpong and P. E. Baffoe. Selecting suitable sites for wind energy development in ghana. *Ghana Mining Journal*, 16 (1):8–20, 2016.

-
- [210] M. Satir, F. Murphy, and K. McDonnell. Feasibility study of an offshore wind farm in the aegean sea, turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:2552 – 2562, 2018.
- [211] J. Schallenberg-Rodríguez and J. N. del Pino. Evaluation of on-shore wind techno-economical potential in regions and islands. *Applied Energy*, 124:117 – 129, 2014.
- [212] J. Schallenberg-Rodríguez and N. G. Montesdeoca. Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. practical case: The canary islands. *Energy*, 143:91 – 103, 2018.
- [213] C. Schillings, T. Wanderer, L. Cameron, J. T. van der Wal, J. Jacquemin, and K. Veum. A decision support system for assessing offshore wind energy potential in the north sea. *Energy Policy*, 49:541 – 551, 2012. Special Section: Fuel Poverty Comes of Age: Commemorating 21 Years of Research and Policy.
- [214] D. Schmid, P. Korkmaz, M. Blesl, U. Fahl, and R. Friedrich. Analyzing transformation pathways to a sustainable european energy system internalization of health damage costs caused by air pollution. *Energy Strategy Reviews*, 26:100417, 2019.
- [215] M. Schwartz, D. Heimiller, S. Haymes, and W. Musial. Assessment of offshore wind energy resources for the united states. Technical Report NREL/TP-500-45889, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2010.
- [216] J. Schweizer, A. Antonini, L. Govoni, G. Gottardi, R. Archetti, E. Supino, C. Berretta, C. Casadei, and C. Ozzi. Investigating the potential and feasibility of an offshore wind farm in the northern adriatic sea. *Applied Energy*, 177:449 – 463, 2016.
- [217] B. Sheridan, S. D. Baker, N. S. Pearre, J. Firestone, and W. Kempton. Calculating the offshore wind power resource: Robust assessment methods applied to the U.S. Atlantic Coast. *Renewable Energy*, 43:224 – 233, 2012.
- [218] S. Shokrzadeh and E. Bibeau. Sustainable integration of intermittent renewable energy and electrified light-duty transportation through repurposing batteries of plug-in electric vehicles. *Energy*, 106:701 – 711, 2016.
- [219] E. P. Soares-Ramos, L. de Oliveira-Assis, R. Sarrias-Mena, and L. M. Fernández-Ramírez. Current status and future trends of offshore wind power in europe. *Energy*, 202:117787, 2020.

-
- [220] Y. A. Solangi, Q. Tan, M. W. A. Khan, N. H. Mirjat, , and I. Ahmed. The selection of wind power project location in the southeastern corridor of pakistan: A factor analysis, ahp, and fuzzy-topsis application. *Energies*, 11:1940, 2018.
- [221] S. Stoilova, N. Munier, M. Kendra, and T. Skrúcaný. Multi-criteria evaluation of railway network performance in countries of the ten t orient east med corridor. *Sustainability*, 12(4), 2020.
- [222] J. K. Szinai, C. J. Sheppard, N. Abhyankar, and A. R. Gopal. Reduced grid operating costs and renewable energy curtailment with electric vehicle charge management. *Energy Policy*, 136:111051, 2020.
- [223] L.-I. Tegou, H. Polatidis, and D. A. Haralambopoulos. Environmental management framework for wind farm siting: Methodology and case study. *Journal of Environmental Management*, 91(11):2134 – 2147, 2010.
- [224] The Free Press. Maine working to have 100 percent renewable energy by 2050. <http://usmfreepress.org/2019/04/02/maine-working-to-have-100-percent-renewable-energy-by-2050/>, Apr. 2019.
- [225] K. Thomsen. *A Comprehensive Guide to Successful Offshore Wind Farm Installation*. Academic Press, 2014.
- [226] C. Tiba, A. Candeias, N. Fraidenraich, E. de S. Barbosa, P. de Carvalho Neto, and J. de Melo Filho. A GIS-based decision support tool for renewable energy management and planning in semi-arid rural environments of northeast of brazil. *Renewable Energy*, 35(12):2921 – 2932, 2010.
- [227] T. Tsoutsos, I. Tsitoura, D. Kokologos, and K. Kalaitzakis. Sustainable siting process in large wind farms case study in crete. *Renewable Energy*, 75:474 – 480, 2015.
- [228] UNFCCC. The Paris agreement, 2016.
- [229] United Nations. *World Population Prospects: the 2015 Revision*, The address of the publisher, 2015. Department of Economic and Social Affairs, Population Division, United Nations, New York. Working Paper No. ESA/P/WP.241.
- [230] D. G. Vagiona and M. Kamilakis. Sustainable site selection for offshore wind farms in the south aegean. greece. *Sustainability*, 10(3), 2018.

-
- [231] R. van Haaren and V. Fthenakis. GIS-based wind farm site selection using spatial multi-criteria analysis (smca): Evaluating the case for new york state. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(7):3332 – 3340, 2011.
- [232] M. Vasileiou, E. Loukogeorgaki, and D. G. Vagiona. GIS-based multi-criteria decision analysis for site selection of hybrid offshore wind and wave energy systems in greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73:745 – 757, 2017.
- [233] M. Veigas, R. Carballo, and G. Iglesias. Wave and offshore wind energy on an island. *Energy for Sustainable Development*, 22:57 – 65, 2014. Wind Power Special Issue.
- [234] M. Vestas. Innovations. offshore wind turbines. <https://mhivestasoffshore.com/innovations/>, June 2020.
- [235] G. Villacreses, G. Gaona, J. M. Gómez, and D. J. Jijón. Wind farms suitability location using geographical information system (gis), based on multi-criteria decision making (mcdm) methods: The case of continental ecuador. *Renewable Energy*, 109:275 – 286, 2017.
- [236] I. Vorushylo, P. Keatley, N. Shah, R. Green, and N. Hewitt. How heat pumps and thermal energy storage can be used to manage wind power: A study of ireland. *Energy*, 157:539 – 549, 2018.
- [237] J. Waewsak, M. Landry, and Y. Gagnon. Offshore wind power potential of the gulf of thailand. *Renewable Energy*, 81:609 – 626, 2015.
- [238] J. Wang, I. Besselink, and H. Nijmeijer. Electric vehicle energy consumption modelling and prediction based on road information. *World Electric Vehicle Journal*, 7(3):447–458, 2015.
- [239] J. J. Watson and M. D. Hudson. Regional scale wind farm and solar farm suitability assessment using gis-assisted multi-criteria evaluation. *Landscape and Urban Planning*, 138:20 – 31, 2015.
- [240] C. V. C. Weiss, P. R. A. Tagliani, J. M. A. Espinoza, L. T. de Lima, and T. B. R. Gandra. Spatial planning for wind farms: perspectives of a coastal area in southern brazil. *Springer*, 20(3):665–666, February 2018.
- [241] W. H. O. (WHO). Air pollution-overview. <https://www.who.int/westernpacific/health-topics/air-pollution>, 2020.

-
- [242] W. M. O. (WMO). Wmo climate statement: past 4 years warmest on record. <https://public.wmo.int/en/media/press-release/wmo-climate-statement-past-4-years-warmest-record>, 2018.
- [243] P. Wolfram and T. Wiedmann. Electrifying australian transport: Hybrid life cycle analysis of a transition to electric light-duty vehicles and renewable electricity. *Applied Energy*, 206:531 – 540, 2017.
- [244] B. Wu, T. L. Yip, L. Xie, and Y. Wang. A fuzzy-madm based approach for site selection of offshore wind farm in busy waterways in china. *Ocean Engineering*, 168:121 – 132, 2018.
- [245] D. Wu, H. Zeng, C. Lu, and B. Boulet. Two-stage energy management for office buildings with workplace ev charging and renewable energy. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, 3(1):225–237, 2017.
- [246] X. Wu, Y. Hu, Y. Li, J. Yang, L. Duan, T. Wang, T. Adcock, Z. Jiang, Z. Gao, Z. Lin, A. Borthwick, and S. Liao. Foundations of offshore wind turbines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104:379 – 393, 2019.
- [247] Y. Wu, P. Su, Y. Su, T. Wu, and W. Tan. Economics- and reliability-based design for an offshore wind farm. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(6):5139–5149, 2017.
- [248] Y. Wu, J. Zhang, J. Yuan, S. Geng, and H. Zhang. Study of decision framework of offshore wind power station site selection based on electre-iii under intuitionistic fuzzy environment: A case of china. *Energy Conversion and Management*, 113:66 – 81, 2016.
- [249] X1Wind. Technology - x1wind. <https://www.x1wind.com/x1wind-technology/>, June 2020.
- [250] C.-D. Yue and M.-H. Yang. Exploring the potential of wind energy for a coastal state. *Energy Policy*, 37(10):3925 – 3940, 2009. Carbon in Motion: Fuel Economy, Vehicle Use, and Other Factors affecting CO2 Emissions From Transport.
- [251] W. Yunna and S. Geng. Multi-criteria decision making on selection of solar-wind hybrid power station location: A case of China. *Energy Conversion and Management*, 81:527 – 533, 2014.

-
- [252] S. Zhou, Y. Qiu, F. Zou, D. He, P. Yu, J. Du, X. Luo, C. Wang, Z. Wu, and W. Gu. Dynamic ev charging pricing methodology for facilitating renewable energy with consideration of highway traffic flow. *IEEE Access*, 8:13161–13178, 2020.

Abreviaturas

AHP	Proceso Analítico Jerárquico
Btu	Unidades térmica británica
CAD	Diseño asistido por ordenador
CAPEX	Gastos de inversión
CO ₂	Dióxido de Carbono
COP	Coefficiente de rendimiento de una bomba de calor
CSV	Valores separados por comas
DECEX	Gastos de decomisión
ECMWF	Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a medio Plazo
EER	Ratio de eficiencia de energía
ER	Energías renovables
GPS	Sistema de posicionamiento global
HDD	Grado de calefacción por día. Heating degree day
HSPF	Factor de rendimiento estacional de calefacción
IEA	Agencia Internacional de Energía
IRENA	Agencia Internacional de las Energías Renovables
LCOE	Costo nivelado de energía
MCDM	Métodos de decisión multicriterio
MCI	Motor de combustión interna
OPEX	Gastos de operación y mantenimiento
PIB	Producto interno bruto
PPM	Partes por millón
SEDS	Sistema de Datos de Energía del Estado. Estados Unidos
SEER	Ratio de eficiencia energética estacional
SGBD	Sistema de gestión de bases de datos
SIG	Sistemas de Información Geográfica
SIMUS	Sistema secuencial interactivo para modelado urbano
SW	Sur oeste
TIR	Tasa interna de rentabilidad
TLP	Tension-Leg Platform. Tipo de cimentación flotante
TOPSIS	Técnica para el Orden de Preferencia por Similitud a la Solución Ideal
VAN	Valor actual neto
VE	Vehículo eléctrico
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program